

UNIVERSIDAD DE CUENCA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



***“ANÁLISIS Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES
DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO”***

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL
TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

AUTORES:

JUAN CARLOS GRANDA COCHANCELA

MARCO VINICIO MORA ALVAREZ

DIRECTOR:

ING. CARLOS CAYETANO DURÁN NORITZ

CUENCA-ECUADOR

SEPTIEMBRE 2014



RESUMEN

El presente trabajo, tiene como objetivo el planteamiento de un esquema de protecciones eléctricas mediante relés digitales, con su calibración y coordinación para la Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo, integrada al alimentador 1523 de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. (CENTROSUR), considerando la inclusión de la minicentral como un modelo de generación distribuida.

En primera instancia se define la operación de este modelo, en función de las normativas internacionales como la IEEE 1547TM – 2003: Estándar para la Interconexión de recursos distribuidos al sistema de distribución, y en las normativas nacionales como la regulación CONELEC N° 004/01: Calidad de suministro en los sistemas de distribución.

También se realiza un estudio de flujos de potencia para los diferentes niveles de carga, determinando de esta manera el comportamiento del sistema cuando esté o no en funcionamiento la minicentral, permitiendo observar el impacto que tiene en el alimentador al cual se conecta.

Además se efectúa un estudio de cortocircuitos para evaluar la incidencia que tiene la minicentral durante los diferentes escenarios de falla y respuesta del sistema, fijando así las zonas que se ven afectadas por la integración.

Finalmente en función del impacto que tiene sobre el sistema de distribución, y de las características propias del generador, se establecen los elementos de protección, ajuste y coordinación tanto en la Minicentral como en el punto de acoplamiento, según las recomendaciones de las normativas técnicas.

PALABRAS CLAVES

Generación Distribuida; Flujos de Potencia; Cortocircuitos; Relés Digitales; Protecciones Eléctricas; Calibración y Coordinación de Protecciones.



ABSTRACT

The present work aims to outline the approach of using digital electrical protection relays, with calibration and coordination for the Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo, integrated to the 1523 feeder from CENTROSUR C.A., considering the inclusion of minicentral as a distributed generation model.

The operation of this model is defined in the first instance, based on international standards such as IEEE 1547TM - 2003: IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems, and on the local regulations such as CONELEC regulation No. 004/01: Quality supply in distribution systems.

Also a study of power flows for different load levels is made, thus determining the behavior of the system when the minicentral is in use or not, allowing to observe the impact on the feeder to which it is connected.

In addition, a study of shortcircuits is made to assess the impact that has the minicentral for different failure scenarios as well as the system response, setting the areas affected by the integration.

Finally, protection, setting and coordination elements are established, in terms of the impact on the distribution system, and the own characteristics of the generator, both for the minicentral as in the coupling point, according to the recommendations of the technical regulations.



ÍNDICE DE CONTENIDO

1	Introducción	19
1.1	Antecedentes	19
1.2	Alcance	19
1.3	Justificación	20
1.4	Metodología	20
1.5	Objetivos	21
1.5.1	Objetivo General	21
1.5.2	Objetivos Específicos	21
2	Centrales Hidráulicas de Generación Eléctrica	22
2.1	Introducción	22
2.2	Descripción de Centrales Hidráulicas	22
2.2.1	Clasificación de Las Centrales Hidroeléctricas	23
2.2.1.1	Según El Tipo de Captación de Agua	23
2.2.1.2	Según El Salto y El Caudal	23
2.2.1.3	Según La Capacidad Instalada	23
2.2.2	Componentes de Una Central Hidroeléctrica	24
2.2.2.1	Obra de Captación de Agua	24
2.2.2.2	Obras de Conducción y Tubería de Presión	24
2.2.2.3	Grupo Turbina – Generador (Casa de Máquinas)	25
2.2.2.4	Subestación de Interconexión	28
2.2.2.5	Sistema de Control, Monitoreo y Protecciones	29
2.3	Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo	30
2.3.1	Características Técnicas	31
2.3.2	Captación, Canal de Conducción, Tanque de Carga y Tubería de Presión	31
2.3.3	Casa de Máquinas y Grupo Turbina – Generador	32
2.3.3.1	Turbina	32
2.3.3.2	Generador Eléctrico	32
2.3.3.3	Puente Grúa	34
2.3.4	Sistema de Control y Comunicación	34
2.3.5	Sistema de Protecciones	34
2.3.6	Subestación e Interconexión con El Alimentador 1523.	35
2.3.6.1	Transformador Principal	35
2.4	Interconexión Y Normativa Legal	35
3	Estudio de La Generación Distribuida	36
3.1	Introducción	36
3.2	Ventajas de La Generación Distribuida	36
3.3	Desventajas e Impacto de La Generación Distribuida En Los Sistemas de Distribución	37
3.4	Generación Distribuida En El Ecuador	38
3.5	Clasificación de La Generación Distribuida	39
3.6	Norma de Interconexión de La Generación Distribuida (IEEE 1547)	40
3.6.1	Limitaciones del Estándar IEEE1547	42
3.6.2	Requisitos Generales del Estándar IEEE1547	42
3.6.2.1	Regulación de Tensión	42
3.6.2.2	Interconexión con La Puesta a Tierra del SEP	42
3.6.2.3	Sincronización	43
3.6.2.4	Integridad de La Interconexión	43
3.6.3	Respuesta Ante Condiciones Anormales del SEP	43



3.6.3.1	Fallas En La Zona del SEP	43
3.6.3.2	Coordinación de Reconexión del SEP	44
3.6.3.3	Tensión	45
3.6.3.4	Frecuencia	46
3.6.3.5	Pérdida de Sincronismo	47
3.6.3.6	Reconexión al SEP	47
3.6.4	Condición en Isla	47
3.6.4.1	Condición de Isla Involuntaria	48
3.6.5	Especificaciones y Requerimientos para Las Pruebas de Interconexión	48
3.6.5.1	Respuesta para Condiciones Anormales de Tensión y Frecuencia	48
3.6.5.2	Sincronización	49

4 Definición de Funciones a Ser Utilizadas En Los IED's Instalados en La Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo **50**

4.1	Introducción	50
4.2	Descripción de Los Relés Digitales	51
4.3	Funciones Usualmente Activadas en La Protección de Un Generador Distribuido	52
4.4	Fallas En El Generador	53
4.4.1	Fallas Internas Dentro de La Zona del Generador	53
4.4.1.1	Fallas Bifásicas (Fase-A-Fase) En El Devanado del Estator	54
4.4.1.2	Fallas (Fase-A-Tierra) En El Devanado del Estator	56
4.4.1.3	Fallas Entre Espiras En El Devanado del Estator	58
4.4.1.4	Fallas A Tierra En El Rotor (O Devanado de Campo)	58
4.4.2	Fallas Externas del Sistema de Potencia	60
4.4.2.1	Desequilibrio de Las Fases	60
4.4.2.2	Cortocircuitos En La Red	63
4.4.3	Condiciones Anormales de Operación	63
4.4.3.1	Salida de Sincronismo	64
4.4.3.2	Baja Y Sobre Frecuencia	66
4.4.3.3	Pérdida de Excitación	67
4.4.3.4	Sobrexcitación	69
4.4.3.5	Potencia Inversa	70
4.4.3.6	Energización Inadvertida del Generador	71
4.4.3.7	Falla del Interruptor Principal	71
4.5	Fallas En El Transformador	72
4.6	Protección del Transformador Mediante Relé Buchholz	73
4.7	Fallas En Las Líneas de Transmisión	74
4.8	Protecciones Necesarias a Ser Empleadas En La Línea de Transmisión	74
4.8.1	Protección de Sobrecorriente	75
4.8.2	Protección de Distancia	75

5 Modelamiento Y Análisis de Funcionamiento del Sistema **77**

5.1	Introducción	77
5.2	Software de Simulación	77
5.2.1	Método de Distribución de Carga.	78
5.2.2	Simulación de Flujos de Potencia	78
5.2.2.1	Técnica Empleada En El Método de Caída de Tensión	79
5.2.3	Simulación de Fallas Y Cortocircuitos	80
5.3	Modelación Y Operación del Sistema	81
5.3.1	Operación del Sistema	81
5.3.1.1	Los Requisitos Para La Interconexión de La Generación Distribuida	81



5.3.1.2	Operación Óptima de La Generación Distribuida En Redes de Distribución de Energía Eléctrica	82
5.3.2	Modelación del Sistema	86
5.4	Estudio Y Simulación de Flujos de Potencia	89
5.4.1	Casos En Condiciones Normales de Operación.	89
5.4.1.1	A Mínima Carga (914 Kw + J 33 Kvar)	89
5.4.1.2	A Máxima Carga (2777 Kw + J 339 Kvar)	91
5.4.2	Casos En Condiciones de Contingencia de Operación.	93
5.4.2.1	Contingencia de Operación # 1	93
5.4.2.2	Contingencia de Operación # 2	94
5.4.2.3	Contingencia de Operación # 3	95
5.5	Estudio Y Simulación de Cortocircuitos	96

6 Calibración Y Coordinación del Sistema de Protecciones de La Minicentral Gualaceo

6.1	Introducción	99
6.2	Esquema Y Filosofía del Sistema de Protecciones	99
6.3	Protección del Generador	101
6.3.1	Generador de La Minicentral	101
6.3.2	Relé Micom P345	102
6.3.3	Calibración Y Coordinación de Las Funciones de Protección del Generador	103
6.3.3.1	Calibración de La Función 87G (Protección Diferencial)	103
6.3.3.2	Calibración de La Función 59N (Protección de Desplazamiento de Tensión de Neutro)	104
6.3.3.3	Calibración de La Función 27TH (Protección Para Fallas En El 100% del Estator)	105
6.3.3.4	Calibración de La Función 64R (Protección de Falla A Tierra del Rotor)	105
6.3.3.5	Calibración de La Función 32 (Protección de Potencia Inversa)	107
6.3.3.6	Calibración de La Función 40 (Protección de Pérdida de Campo)	108
6.3.3.7	Calibración de La Función 24 (Protección Sobre Excitación)	111
6.3.3.8	Calibración de La Función 46T (Protección Térmica de Secuencia de Fase Inversa)	112
6.3.3.9	Calibración de La Función 46OC (Protección de Sobrecorriente Secuencia Negativa)	114
6.3.3.10	Calibración de La Función 49 (Protección de Sobrecarga Térmica)	114
6.3.3.11	Calibración de La Función 51V (Protección de Sobrecorriente Dependiente de La Tensión)	115
6.3.3.12	Calibración de La Función 50/50N (Protección de Sobrecorriente Instantánea)	119
6.3.3.13	Calibración de La Función 50BF (Protección de Fallo de Interruptor)	119
6.4	Protección de La Línea y Punto de Acoplamiento	120
6.4.1	Línea de Evacuación y Punto de Acoplamiento	120
6.4.2	Relé Micom P142	121
6.4.3	Calibración y Coordinación de Las Funciones de Protección de La Línea	121
6.4.3.1	Calibración de Las Funciones de Sobrecorriente de Fase 50/51/67 y de Tierra 51N/67N	122
6.4.3.2	Calibración de La Función 27 (Protección Mínima Tensión)	126
6.4.3.3	Calibración de La Función 59 (Protección de Sobretensión)	127
6.4.3.4	Calibración de La Función 81 (Protección de Frecuencia Anormal)	127
6.4.3.5	Calibración de La Función BW (Conductor Roto)	128
6.4.3.6	Calibración de La Función 47 (Sobretensión de Secuencia Inversa)	129
6.4.3.7	Calibración de Función 50BF (Fallo del Interruptor) Y Mínima Corriente (37)	130



7 Conclusiones y Recomendaciones	132
Bibliografía	134
Anexos	137
A. Detalle de Equipos Empleados En La Minicentral Gualaceo	138
A.1. Detalle del Generador	138
A.2. Detalle del Gobernador de Carga	140
A.3. Relé Micom P345	141
A.4. Línea de Transporte y Punto de Acoplamiento	143
A.5. Relé Micom P142	144
B. Estudios y Análisis de Flujos de Potencia y Cortocircuitos para La Minicentral Gualaceo	148
B.1. Histogramas y Detalles de Operación del Alimentador # 1523 Antes de La Inclusión de La Minicentral	148
B.2. Esquemas de Funcionamiento y Operación del Sistema	152
B.2.1. Esquema de Funcionamiento En Condiciones de Operación Normal	152
B.2.2. Esquema de Funcionamiento En Condiciones de Contingencia	153
B.3. Cuadros del Estudio de Flujos de Potencia	156
B.3.1. Flujos de Potencia En Condiciones de Operación Normal	156
B.3.2. Flujos de Potencia En Condiciones de Contingencia	160
B.4. Cuadros del Estudio de Cortocircuitos	166
B.4.1. Cortocircuitos En Condiciones de Operación Normal	166
B.4.2. Cortocircuitos En Condiciones de Contingencias	168
C. Calibración de Las Protecciones de La Minicentral Gualaceo	173
C.1. Protecciones del Generador, Activación y Calibración de Las Funciones del Relé Micom P345	173
C.1.1. Protección Diferencial (87G) del Generador	173
C.1.2. Protección de Desplazamiento de Tensión de Neutro (59N)	173
C.1.3. Protección de Falla a Tierra En El Estator (27TH) 100%	175
C.1.4. Protección de Falla a Tierra del Rotor (64R)	175
C.1.5. Protección de Potencia Inversa (32)	176
C.1.6. Protección de Pérdida de Campo (40)	176
C.1.7. Protección de Sobreexcitación (24)	177
C.1.8. Protección Térmica de Secuencia Inversa (46T)	177
C.1.9. Protección de Sobrecorriente de Secuencia Inversa (46OC)	178
C.1.10. Protección de Sobrecarga Térmica (49)	178
C.1.11. Protección de Sobrecorriente Dependiente de La Tensión (51V)	179
C.1.12. Protección de Fallo de Interruptor (50BF)	180
C.2. Protecciones de La Línea de Transporte y Punto de Acoplamiento, Activación y Calibración de Las Funciones del Relé Micom P142	181
C.2.1. Calibración de Las Funciones de Sobrecorriente de Fase (50/51/67)	181
C.2.2. Calibración de Las Funciones de Sobrecorriente de Tierra (50N/51N/67N)	182
C.2.3. Calibración de La Función (27) Protección de Mínima Tensión	183
C.2.4. Calibración de La Función (59) Protección de Sobretensión	184
C.2.5. Calibración de La Función (81) Protección de Frecuencia Anormal	184
C.2.6. Calibración de La Función (BW) Conductor Roto	185
C.2.7. Calibración de La Función (47) Sobretensión de Secuencia Inversa	185
C.2.8. Calibración de Función (50BF) Fallo del Interruptor y Mínima Corriente (37)	186



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Construcción de la Represa de Chanlud, de propiedad de Electro Generadora del Austro “ELECAUSTRO S.A.”, construida en los orígenes del río Machángara en el cantón Cuenca.	22
Figura 2.2 Esquema constructivo de centrales hidroeléctricas con embalse.	24
Figura 2.3 Turbinas Hidráulicas.	27
Figura 2.4 Curvas de selección de turbinas hidráulicas, teniendo en cuenta la relación de trabajo $Q(m^3/seg)$ vs $H_n(m)$, considerando su potencia.	27
Figura 2.5 Curva característica de tensiones en generadores, en función de su potencia nominal.	28
Figura 2.6 Esquema de Funcionamiento del sistema de control de frecuencia.	29
Figura 2.7 Esquema de funcionamiento de un AVR.	30
Figura 3.1 Proyecto Fotovoltaico Puerto Ayora en construcción.	38
Figura 3.2 División de la norma IEEE 1547.	41
Figura 4.1 Diagrama esquemático de un relé digital.	52
Figura 4.2 Conexión del generador al sistema de transmisión.	53
Figura 4.3 Conexión simple de la protección diferencial.	54
Figura 4.4 Circulación de corrientes de falla dentro de la zona de protección diferencial.	54
Figura 4.5 Gráfica de las pendientes de calibración.	55
Figura 4.6 Conexión a tierra de un generador a través de un transformador de distribución.	57
Figura 4.7 Conexión del relé 59N en el transformador de distribución.	57
Figura 4.8 Conexión del generador de señal y las escobillas de la protección de falla a tierra del devanado de campo.	59
Figura 4.9 Esquema de protección de falla a tierra del devanado de campo 64R.	60
Figura 4.10 Lazo de impedancia.	65
Figura 4.11 Diagrama tipo mho para detectar oscilaciones por pérdida de sincronismo.	65
Figura 4.12 Diagrama tipo mho con dos elementos de blindaje B1 y B2.	66
Figura 4.13 Diagrama tipo mho.	68
Figura 4.14 Curva típica de límite para la operación de V/Hz para un generador.	70
Figura 4.15 Disposición de montaje del relé Buchholz.	73
Figura 4.16 Curvas de tiempo-corriente de relés: a) Instantáneo; b) Tiempo definido; c) Tiempo inverso.	75
Figura 5.1 Entorno de trabajo análisis de diferentes casos en el Software CYMDIST.	78
Figura 5.2 Entorno de trabajo para la distribución de carga el Software CYMDIST.	78
Figura 5.3 Entorno de trabajo para la simulación de flujos de carga en el Software CYMDIST.	79
Figura 5.4 Producción de un sag en la onda de tensión.	85
Figura 5.5 Producción de un swell en la onda de tensión.	85
Figura 5.6 Reducción del alimentador #1523 e integración de la minicentral.	87
Figura 5.7 Curva diaria de potencia activa en el alimentador #1523, durante una semana típica del mes de septiembre – 2013.	88
Figura 5.8 Curva diaria de potencia reactiva en el alimentador #1523, durante una semana típica del mes de septiembre – 2013.	88
Figura 5.9 Perfil de tensión en la troncal del alimentador #1523 a mínima carga.	90
Figura 5.10 Perfil de tensiones en el ramal principal del alimentador # 1523 al cual se acopla la minicentral a mínima carga.	90
Figura 5.11 Perfil de tensiones en el ramal de conexión de la minicentral a mínima carga.	91
Figura 5.12 Perfil de tensión en la troncal del alimentador #1523 a máxima carga.	92
Figura 5.13 Perfil de tensiones en el ramal principal del alimentador # 1523 a máxima carga.	92
Figura 5.14 Perfil de tensiones en el ramal de conexión de la minicentral a máxima carga.	93
Figura 5.13 Esquema para la simulación de cortocircuitos en tramo de incidencia de la MCHG.	98
Figura 6.1 Esquema de la propuesta de protecciones para la MCHG.	100
Figura 6.2 Vista general de las Funciones de protección del relé MiCOM P345.	102
Figura 6.3 Característica de funcionamiento de la protección diferencial de restricción.	103
Figura 6.4 Diagrama tipo mho.	111
Figura 6.5 Curva de coordinación de la función 51V (transformador – generador).	118
Figura 6.6 Vista general de las Funciones de protección del relé MiCOM P142.	121
Figura 6.8 Cuadro de corriente máxima de cortocircuito en el punto de interconexión de la MCHG.	124
Figura 6.7 Curvas de coordinación de protección: función 50/51 y 50N/51N del relé – fusibles.	125



Figura 6.9 Cuadro de flujo de carga en el interruptor de 22 kV.	129
Figura 6.10 Cuadro de flujo de carga en el interruptor de 22 kV., ante un cortocircuito monofásico en un punto lejano del alimentador.	129
Figura A.1 Curvas de capacidad de aporte y decremento durante el cortocircuito.	139
Figura A.2 Curvas de Operación y funcionamiento del generador.	140
Figura A.3 Curva de cargabilidad y límites de generación.	140
Figura A.4 Vista general de las Funciones de protección del relé MiCOM P142.	145
Figura B.1 Curva diaria de potencia activa en el alimentador #1523, durante una semana típica del mes de octubre – 2013.	148
Figura B.2 Curva diaria de potencia reactiva en el alimentador #1523, durante una semana típica del mes de octubre – 2013.	148
Figura B.3 Curva diaria de potencia activa en el alimentador #1523, durante una semana típica del mes de noviembre – 2013.	148
Figura B.4 Curva diaria de potencia reactiva en el alimentador #1523, durante una semana típica del mes de noviembre – 2013.	149
Figura B.5 Histograma de demandas mínimas presentes en la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Septiembre – 2013.	149
Figura B.6 Histograma de demandas máximas presentes en la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Septiembre – 2013.	149
Figura B.7 Histograma de energía consumida por la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Septiembre – 2013.	150
Figura B.8 Histograma de demandas mínimas presentes en la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Octubre – 2013.	150
Figura B.9 Histograma de demandas máximas presentes en la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Octubre – 2013.	150
Figura B.10 Histograma de energía consumida por la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Octubre – 2013.	151
Figura B.11 Histograma de demandas mínimas presentes en la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Noviembre – 2013.	151
Figura B.12 Histograma de demandas máximas presentes en la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Noviembre – 2013.	151
Figura B.13 Histograma de energía consumida por la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Noviembre – 2013.	151
Figura B.14 Esquema de conexión de la minicentral en condiciones de operación normal y puntos de fallo para el estudio de cortocircuitos.	152
Figura B.15 Esquema de conexión de la minicentral en condiciones de contingencia #1 y puntos de fallo para el estudio de cortocircuitos.	153
Figura B.16 Esquema de conexión de la minicentral en condiciones de contingencia #2 y puntos de fallo para el estudio de cortocircuitos.	154
Figura B.17 Esquema de conexión de la minicentral en condiciones de contingencia #3 y puntos de fallo para el estudio de cortocircuitos.	155



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de centrales hidroeléctricas en el Ecuador.	24
Tabla 2.2 Datos de caudal, salto de agua y generación de la minicentral.	31
Tabla 2.3 Dimensiones del tanque de carga.	32
Tabla 2.4 Dimensiones de la casa de máquinas.	32
Tabla 2.5 Detalles de la turbina.	32
Tabla 2.6 Datos de la excitatriz del generador.	33
Tabla 2.7 Datos precisión de regulación y modos de operación de la excitatriz del generador.	33
Tabla 2.8 Detalle de la malla de puesta a tierra de la Central.	34
Tabla 3.1 Sitios con potencial eólico en el Ecuador.	39
Tabla 3.2 Potencia obtenida de acuerdo a su fuente primaria.	40
Tabla 3.3 Potencias de acuerdo a las tecnologías empleadas.	40
Tabla 3.4 Principales Causas de Falla	44
Tabla 3.5 Respuesta del sistema de interconexión a tensiones anormales.	46
Tabla 3.6 Respuesta del sistema de interconexión a frecuencias anormales.	46
Tabla 3.7 Límites de los parámetros de sincronización para la interconexión sincrónica a un SEP.	49
Tabla 4.1 Porcentaje de fallas en equipos eléctricos.	50
Tabla 4.2 IEC60034-1 Niveles mínimos de resistencia a la corriente de secuencia inversa.	61
Tabla 5.1 Regulación de tensión permitida.	82
Tabla 5.2 Rangos de distorsión aceptables en la forma de onda.	83
Tabla 5.3 Límite de armónicos permitidos en el sistema.	83
Tabla 5.4 Transitorios presentes en la onda de tensión.	84
Tabla 5.5 Clasificación de sags y de baja tensión encontrados en la onda de tensión.	85
Tabla 5.6 Clasificación de swells y de sobre tensión presentados en la onda de tensión.	86
Tabla 5.7 Clasificación de las interrupciones en el sistema.	86
Tabla 5.8 Capacidad de transformación instalada en el alimentador # 1523.	86
Tabla 5.9 Características de la carga instalada en el alimentador #1523.	87
Tabla 5.10 Características de la demanda máxima y mínima en el alimentador.	88
Tabla 5.11 Resumen de la simulación de flujo de potencia del alimentador # 1523 de CENTROSUR a mínima carga en condiciones de operación normal.	89
Tabla 5.12 Condiciones anormales en el flujo de potencia en el alimentador # 1523 de la EERCS S.A. a mínima carga en condiciones de operación normal.	90
Tabla 5.13 Resumen de la simulación de flujo de potencia del alimentador # 1523 de CENTROSUR a máxima carga en condiciones de operación normal.	91
Tabla 5.14 Condiciones anormales en el flujo de potencia en el alimentador # 1523 de la CENTROSUR a mínima carga en condiciones de operación normal.	92
Tabla 5.15 Resumen de la simulación de flujo de potencia en el alimentador # 1523 de CENTROSUR a máxima carga en condiciones de contingencia #1.	94
Tabla 5.16 Condiciones anormales en el flujo de potencia en el alimentador # 1523 de la CENTROSUR a máxima carga en condiciones de contingencia #1.	94
Tabla 5.17 Resumen de la simulación de flujo de potencia en el alimentador # 1523 de CENTROSUR a máxima carga en condiciones de contingencia #2.	95
Tabla 5.18 Condiciones anormales en el flujo de potencia en el alimentador # 1523 de la CENTROSUR a máxima carga en condiciones de contingencia #2.	95
Tabla 5.19 Resumen de la simulación de flujo de potencia en el alimentador # 1523 de CENTROSUR a máxima carga en condiciones de contingencia #3.	96
Tabla 5.20 Condiciones anormales en el flujo de potencia en el alimentador # 1523 de la CENTROSUR a máxima carga en condiciones de contingencia #3.	96
Tabla 5.21 Niveles de falla en punto de interés del alimentador # 1523.	97
Tabla 6.1 Reactancias características de generador.	102
Tabla 6.2 Potencia de motorización en turbinas hidráulicas.	107
Tabla 6.3 Niveles mínimos de resistencia a la corriente de secuencia inversa.	112
Tabla 6.4 Datos de temperatura dados por el fabricante.	115
Tabla 6.5 Tabla de tiempos de ajuste de la función fallo de interruptor 50BF en relé del generador.	120
Tabla 6.6 Características de los fusibles de la EERCS C.A.	122
Tabla 6.7 Tiempos de actuación de las protecciones.	123
Tabla 6.8 Etapas de calibración para baja frecuencia.	128

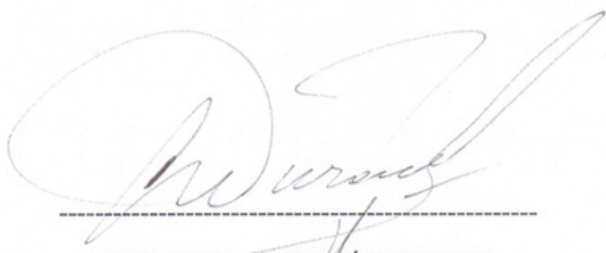


Tabla 6.9 Tabla de ajuste de la función de protección de conductor roto (BW) en relé de la línea. _	130
Tabla A.1 Detalles y características del generador empleado. _____	139
Tabla A.2 Dimensiones de la casa de máquinas. _____	141
Tabla A.3 Funciones de protección con las que cuenta el relé MICOM P345. _____	143
Tabla A.4 Características técnicas de la línea de transmisión. _____	144
Tabla A.5 Funciones de protección con las que cuenta el relé MICOM P345. _____	147
Tabla B.1 Cuadro tabulado del flujo de potencia a mínima carga sin la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal. _____	156
Tabla B.2 Cuadro tabulado del flujo de potencia a mínima carga al integrar la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal. _____	157
Tabla B.3 Cuadro tabulado del flujo de potencia a máxima carga sin la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal. _____	158
Tabla B.4 Cuadro tabulado del flujo de potencia a máxima carga al integrar la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal. _____	159
Tabla B.5 Cuadro tabulado del flujo de potencia a mínima carga sin la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal. _____	160
Tabla B.6 Cuadro tabulado del flujo de potencia a mínima carga al integrar la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal. _____	161
Tabla B.7 Cuadro tabulado del flujo de potencia a máxima carga sin la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal. _____	162
Tabla B.8 Cuadro tabulado del flujo de potencia a máxima carga al integrar la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal. _____	163
Tabla B.9 Cuadro tabulado del flujo de potencia a máxima carga sin la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal. _____	164
Tabla B.10 Cuadro tabulado del flujo de potencia a máxima carga al integrar la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal. _____	165
Tabla B.11 Cortocircuitos monofásicos en el Alimentador # 1523 en modo de operación normal (ON). _____	166
Tabla B.12 Cortocircuitos trifásicos en el Alimentador # 1523 en modo de operación normal (ON). _____	167
Tabla B.13 Cortocircuitos en el Alimentador # 1523 en modo de contingencia de operación #1. _____	168
Tabla B.14 Cortocircuitos monofásicos en el Alimentador # 1523 en modo de contingencia de operación #2. _____	169
Tabla B.15 Cortocircuitos en el Alimentador # 1523 en modo de contingencia de operación #2. _____	170
Tabla B.16 Cortocircuitos en el Alimentador # 1523 en modo de contingencia de operación #3. _____	171
Tabla B.17 Cortocircuitos en el Alimentador # 1523 en modo de contingencia de operación #3. _____	172
Tabla C.1 Ajuste de la función (87G), protección diferencial del generador. _____	173
Tabla C.2 Ajuste de la función (59N), protección de desplazamiento de tensión de neutro. _____	174
Tabla C.3 Ajuste de la función (27TH), protección del 100% de falla a tierra del estator. _____	175
Tabla C.4 Ajuste de la función (64R), protección de falla a tierra del rotor. _____	176
Tabla C.5 Ajuste de la función (32), protección de potencia inversa. _____	176
Tabla C.6 Ajuste de la función (40), protección de pérdida de campo. _____	177
Tabla C.7 Ajuste de la función (24), protección de sobreexcitación. _____	177
Tabla C.8 Ajuste de la función (46T), protección térmica de secuencia inversa. _____	178
Tabla C.9 Ajuste de la función (46OC), protección de sobrecorriente de secuencia inversa. _____	178
Tabla C.10 Ajuste de las etiquetas de la función (49), protección de sobrecarga térmica. _____	179
Tabla C.11 Ajuste de la función (49), protección de sobrecarga térmica mediante RTD. _____	179
Tabla C.12 Ajuste de la función (51V), protección de sobrecorriente dependiente de la tensión. _____	180
Tabla C.13 Ajuste de la función (50BF), protección de fallo de interruptor. _____	180
Tabla C.14 Ajuste de la función de protección de sobrecorriente de fase (50/51/67). _____	182
Tabla C.15 Ajuste de la función de protección de sobrecorriente a tierra (50N/51N/67N). _____	183
Tabla C.16 Ajuste de la función de protección de baja tensión (27). _____	184
Tabla C.17 Ajuste de la función de protección de sobretensión (59). _____	184
Tabla C.18 Ajuste de la función de protección de baja frecuencia (81U). _____	185
Tabla C.19 Ajuste de la función de protección de sobre frecuencia (81O). _____	185
Tabla C.20 Ajuste de la función de protección de conductor roto (BW). _____	185
Tabla C.21 Ajuste de la función de protección de sobretensión de secuencia negativa (47). _____	185
Tabla C.22 Ajuste de la función de protección fallo de interruptor (50BF). _____	186



CERTIFICO QUE EL PRESENTE TRABAJO HA
SIDO DESARROLLADO POR LOS SRS.:

JUAN CARLOS GRANDA COCHANCELA
MARCO VINICIO MORA ALVAREZ



ING. CARLOS DURÁN NORITZ
DIRECTOR DE TESIS



Yo, Juan Carlos Granda Cochancela, autor de la tesis **“ANÁLISIS Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO”**, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 5 de septiembre, 2014



Juan Carlos Granda Cochancela
0302162045



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Yo, Marco Vinicio Mora Alvarez, autor de la tesis **“ANÁLISIS Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO”**, reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero Eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 5 de septiembre, 2014

Marco Vinicio Mora Alvarez
0104741855



Yo, Juan Carlos Granda Cochancela, autor de la tesis **“ANÁLISIS Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO”**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 5 de septiembre, 2014



Juan Carlos Granda Cochancela
0302162045



Yo, Marco Vinicio Mora Alvarez, autor de la tesis **“ANÁLISIS Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO”**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 5 de septiembre, 2014

Marco Vinicio Mora Alvarez
0104741855



AGRADECIMIENTO.

Al culminar este trabajo, queremos agradecer a nuestro director de tesis el Ing. Carlos Durán Noritz por brindarnos su confianza, apoyo y experiencia para realizar esta labor, también a nuestro tutor el Ing. Marcelo Gomezcoello por su paciencia, consejos y guía. Y a la colaboración de los ingenieros Víctor Sarango, William Mendieta y la Sra. Malena Avila.

A ELECAUSTRO S.A. de la mano de su gerente el Ing. Antonio Borrero Vega, para quien hacemos extensivo un agradecimiento muy especial, por la oportunidad y las facilidades brindadas.

A nuestra alma máter la Universidad de Cuenca, a los profesores que a lo largo de estos años supieron compartirnos sus conocimientos y en especial a unos grandes amigos el Sr. Francisco Sánchez y la Sra. Edith Amaya.

Logros como este son posibles gracias al apoyo incondicional de nuestras familias y todas aquellas personas que de una u otra manera han estado presentes en nuestras vidas.

Los Autores



DEDICATORIA.

A nuestras familias y amigos

Los Autores



CAPÍTULO 1

1 INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES

La Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo se encuentra ubicada junto a la vía Gualaceo – Limón, en la parroquia Luis Cordero, perteneciente al cantón Gualaceo, empleando las aguas del río San Francisco para la generación de electricidad, inicialmente hace 45 años esta central fue concebida para generar 515 kVA, pero por efecto de la baja carga de Gualaceo se instalaron solo 258 kVA y luego de 16 años de operación sale de servicio.

La rehabilitación de la Minicentral Gualaceo se concreta a través de un convenio entre el Ministerio de Electricidad y Energía Renovables (MEER) y la empresa Electro Generadora del Austro S.A. (ELECAUSTRO), propietaria de las instalaciones, en el marco del cambio de la matriz energética, impulsada como política nacional; el convenio empezó el 25 de octubre de 2011 debiendo finalizar en noviembre de 2014 con la operación comercial de la minicentral.

Los estudios de factibilidad del proyecto han mostrado que aparte de la rehabilitación de la central de generación se puede realizar una repotenciación, en el emplazamiento de una nueva casa de máquinas a unos 300 metros de la antigua, obteniendo un desnivel adicional de casi 70 metros, permitiendo aprovechar aproximadamente el mismo caudal con una nueva altura neta de 163,49 metros para obtener una generación de aproximadamente 970 kW.

El proceso actualmente está en la fase de construcción de las obras civiles y equipamiento, necesarios para la central. Este proyecto tiene por objeto entregar la energía eléctrica producida a la red de distribución de la zona, específicamente al alimentador #1523 de propiedad de la Empresa Eléctrica Regional Centrosur C.A. (CENTROSUR).

Para analizar el impacto del proyecto en el sistema de distribución, es necesario realizar varios estudios de flujos de potencia y cortocircuitos, tanto para la definición de las características y parámetros de operación del sistema de protecciones existente en la red de distribución, así como para la calibración y coordinación de protecciones necesarias en la minicentral; además es necesario realizar un estudio de cada una de las funciones en los IED's que requieren ser activadas para este tipo de central de generación.

1.2 ALCANCE

El trabajo a ser realizado incluye, el desarrollo del modelo eléctrico de los componentes de potencia involucrados en el análisis del sistema, como es el caso de la unidad de generación, transformador elevador, línea de evacuación y el alimentador # 1523, necesarios para realizar los estudios de análisis de red requeridos.

El primer estudio a realizar es el de flujos de potencia en la red, previo a la interconexión a la central y luego de conectar la minicentral al sistema de distribución, esto permitirá establecer las condiciones de operación normal tanto



de potencia, tensión y corriente, así como la operación durante algunas de las contingencias más graves que puedan presentarse para cada uno de los elementos considerados en el análisis de la red.

En una segunda etapa se realizará el estudio de cortocircuitos, además de llevarse a cabo los análisis necesarios para establecer si se ha de requerir una actualización en la calibración de las protecciones existentes. Tanto el ajuste como la coordinación de las protecciones se realizarán con la finalidad de obtener un aprovechamiento óptimo de las funciones tanto de protección así como de monitoreo y control, disponibles en los relés digitales, lo que conlleva un estudio detallado de las funciones que poseen los IED's.

Se definirán los diferentes criterios de interconexión y funcionamiento de la central para obtener resultados de funcionamiento satisfactorios según los lineamientos del estándar IEEE 1547, "1547 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems".

1.3 JUSTIFICACIÓN

La integración de la generación distribuida a los sistemas eléctricos de potencia, debido a su conexión directa en la etapa de distribución, modifica el tratamiento general del sistema (operación, control, protección y monitoreo), por lo cual es necesario determinar los efectos que está tendrá sobre los sistemas a los cuales se la pretende integrar considerando para ello los estudios de flujos de potencia para la operación en estado estable y la coordinación de protecciones.

Para estos estudios deberán considerarse algunos aspectos inherentes a la generación distribuida como es el nivel de penetración, que para el caso del sistema de distribución de Gualaceo es bajo, además de la modificación en los perfiles de tensión y en los flujos de potencia debido a la integración de la central, debiéndose tener en cuenta todos los posibles escenarios de operación que se puedan presentar, como es el caso de: fallas, desbalances y cambios de carga.

Estos análisis llevados a cabo en el desarrollo de la tesis previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico, resultaran fundamentales para determinar las políticas que se han de tomar para proteger los principales equipos de la central como es el caso del grupo turbina-generator y el transformador, sin descuidar el aspecto de la confiabilidad del alimentador #1523 y la calidad del servicio.

1.4 METODOLOGÍA

Para la elaboración del presente trabajo, en primera instancia se desarrollará una base teórica dividida en dos grandes temáticas; la primera considera un análisis de los sistemas de generación hidroeléctricos y de los sistemas de generación embebidos en las redes de distribución (Sistemas de Generación Distribuida), empleando el método deductivo, con lo cual se darán las bases suficientes para realizar la modelación de la red, simulación y análisis de los resultados del sistema.

La segunda parte teórica se basa en el método inductivo, enmarcada en el estudio de las funciones de protección que necesariamente deben ser activadas en los IED's, para ello se considera el tipo de central y su operación, además las



características del alimentador. De esta forma, además considerando las normas técnicas y especificación de los constructores, se podrá definir cuáles de las funciones deben ser activadas en cada IED y su respectiva calibración, con la finalidad de proteger adecuadamente al sistema y obtener una óptima respuesta durante la operación del mismo.

Sostenidos en la base teórica se procederá a desarrollar cada uno de los capítulos de estudio y análisis propuestos, para lo cual emplearemos el método de investigación inductivo-deductivo, se aprovecharán las herramientas computacionales de simulación, de forma que se pueda comparar y analizar los resultados obtenidos; teniendo presente que al final de este trabajo se deberá plantear un sistema de protecciones adecuado, considerando que la central de generación será embebida en el sistema de distribución y tiene un alto nivel de automatización debido a la característica de ser no atendida.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Definir las funciones necesarias en los IED's a ser empleadas, tanto en el generador como en el transformador, para desarrollar el estudio de coordinación de protecciones de la central con su punto de acoplamiento y la cabecera del alimentador al cual será conectada.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Desarrollar un modelo eléctrico que represente la Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo y su interconexión con el sistema de la CENTROSUR.
- Simular los flujos de potencia, considerando también contingencias en el sistema como es el desbalance de fases y salidas del generador, determinando los valores de operación del sistema.
- Realizar un estudio de cortocircuitos en los puntos críticos del sistema considerando fallas simétricas o asimétricas en las diferentes barras del sistema.
- Realizar una propuesta de calibración y coordinación de protecciones de la Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo y su interconexión con la red de la CENTROSUR.

CAPÍTULO 2

2 CENTRALES HIDRÁULICAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

2.1 INTRODUCCIÓN

Desde el descubrimiento de la electricidad, las diferentes sociedades que tuvieron acceso a ella vivieron un acelerado desarrollo, esto impulsó la búsqueda de nuevos y mejores métodos para poder obtenerla, en la gran mayoría de los casos, las diferentes tecnologías aún se basan en la “Ley de inducción electromagnética” propuesta por Michael Faraday¹.

Para la transformación de energía usualmente se emplean generadores, cuya diferencia principal es el aprovechamiento de la energía primaria mediante turbinas, las cuales convierten la energía primaria en energía mecánica, que será empleada por el generador como materia prima.

En los últimos años se han buscado tecnologías que permitan obtener energía eléctrica a partir de otros recursos como es el caso de la energía solar, geotérmica, mareomotriz, biocombustibles, entre otras; permitiendo de esta manera cambiar el modelo actual del sector eléctrico, impulsando el uso de generación distribuida (GD) y las energías renovables, para interconectarlos cerca de los puntos de consumo al nivel de distribución.

Basado en los recursos primarios las centrales eléctricas se clasifican en: térmicas, hidroeléctricas, eólicas, geotérmicas, mareomotrices, solares térmicas, solares fotovoltaicas.

2.2 DESCRIPCIÓN DE CENTRALES HIDRÁULICAS

Su construcción representa una gran inversión en la fase de construcción, a pesar de esto tiene una enorme ventaja en los costos de producción de electricidad bajos, debido a que el agua es un recurso renovable y no se requieren muchos insumos para la generación de electricidad.



Figura 2.1 Construcción de la Represa de Chanlud, de propiedad de Electro Generadora del Austro “ELECAUSTRO S.A.”, construida en los orígenes del río Machángara en el cantón Cuenca.

Fuente: <http://www.coandes.com.ec>

Por lo general estas centrales están ubicadas lejos de los centros de consumo y debido a las restricciones orográficas e hidrográficas se toma la decisión de

¹ Michael Faraday; Newington, 22 de septiembre de 1791 - Londres, 25 de agosto de 1867) fue un físico y químico británico que estudió el electromagnetismo y la electroquímica.



construir un gran embalse o simplemente una obra de captación de agua, afectando directamente a la producción de energía y al factor de planta.

2.2.1 CLASIFICACIÓN DE LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Se clasifican según: el tipo de captación de agua, las características del salto y caudal de agua, la potencia instalada.

2.2.1.1 SEGÚN EL TIPO DE CAPTACIÓN DE AGUA

a. Centrales de agua fluyente o a filo de río.

También conocidas como centrales de paso o a filo de río, utilizan una parte del flujo de agua para generar energía eléctrica. En estas centrales la operación es en forma continua y depende del caudal presente en el momento de generación.

b. Centrales de embalse

Estas centrales utilizan el agua acumulada en una represa construida para bloquear el cauce normal del río. Estas pueden regular el caudal de agua que se envía a las turbinas con el propósito de adaptar la energía eléctrica producida.

2.2.1.2 SEGÚN EL SALTO Y EL CAUDAL

a. Centrales de alta presión

En estas hay un salto de agua superior a los 200 metros de altura y los caudales utilizados por cada turbina son de alrededor de 20 m³/s.

b. Centrales de media presión

Son aquellas que poseen saltos de agua de entre 20 y 200 metros aproximadamente, además emplean caudales de 200 m³/s por turbina, pudiendo depender en gran medida de un embalse.

c. Centrales de baja presión

Son centrales con saltos de agua inferiores a 20 metros, cada turbina es alimentada con caudales superiores a los 300 m³/s que dependen de un embalse.

2.2.1.3 SEGÚN LA CAPACIDAD INSTALADA

Hay una clasificación del tamaño de las centrales en función de la capacidad instalada, depende de la realidad energética y el tamaño del sistema eléctrico de potencia (SEP) de cada país. En el Ecuador se establece una clasificación en la *Tabla 2.1* en función de la potencia instalada.

DENOMINACIÓN	POTENCIA INSTALADA (P)
Grandes Centrales	$P > 50 \text{ MW}$
Medias Centrales	$5 < P < 50 \text{ MW}$
Pequeñas Centrales	$1 < P < 5 \text{ MW}$

Minicentral	$100 < P < 1000 \text{ kW}$
Microcentrales	$5 < P < 100 \text{ kW}$
Nanocentrales	$P < 5 \text{ kW}$

Tabla 2.1 Clasificación de centrales hidroeléctricas en el Ecuador. ²

Fuente: Plan maestro de electrificación del Ecuador 2009 -2020.

2.2.2 COMPONENTES DE UNA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

Los mostrados en la *Figura 2.2* son los que típicamente se emplean: obras de captación de agua, y/o almacenamiento, también conocidas como represas o presas, canales de conducción, tanque de carga, tubería de presión. Además se construye la sala o casa de máquinas en la que se emplazan obras o equipos como: la turbina hidráulica, generador eléctrico, subestación eléctrica de interconexión y canal de desagüe.

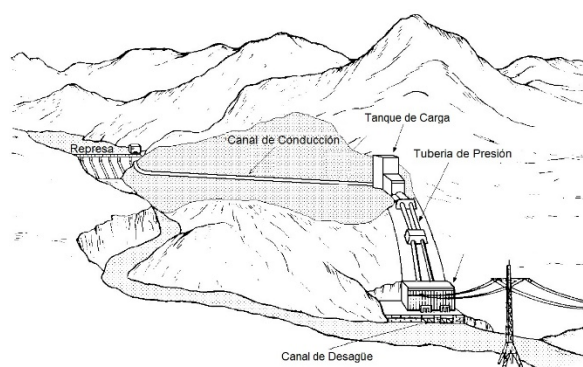


Figura 2.2 Esquema constructivo de centrales hidroeléctricas con embalse. ³

2.2.2.1 OBRA DE CAPTACIÓN DE AGUA

Están conformadas por un grupo de obras civiles, que sirven para captar el agua desde un flujo de un río y mejorar la calidad del recurso a ser empleado para la generación de electricidad, estas dependen de la disponibilidad del recurso hídrico.

2.2.2.2 OBRAS DE CONDUCCIÓN Y TUBERÍA DE PRESIÓN

Estas obras sirven para conducir las aguas captadas en la bocatoma o represa a la casa de máquinas, en donde la energía almacenada en la masa de agua se transforma en energía mecánica empleada por el generador para producir energía eléctrica.

a. Obras de Conducción

Estas son necesarias para llevar el agua desde la obra de captación al tanque de carga en el caso de centrales de agua fluyente o en el caso de que las

² Tomado del Plan Maestro de Electrificación 2009-2020, realizado por el CONELEC, Capítulo 6, Pag. 28.

³ Tomado de "Turbinas Hidráulicas", Ing. Pedro Fernández Díez, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energía, Universidad de Cantabria, Pag. 19.



centrales no sean emplazadas al pie de la presa, para ello se emplean canales con o sin revestimiento, canales embaulados o tuberías de baja presión.

- **Canal sin revestimiento.** Es un canal de tierra o de roca vista.
- **Canal con revestimiento.** Este tipo de canal puede ser realizado con hormigón lanzado o mampostería.
- **Canal embaulado.** Canal de hormigón armado cerrado para evitar contaminación.
- **Tubería de Baja Presión.** Son tuberías de gran diámetro que no conducen agua por toda su sección transversal, pueden ser de plástico, metal o de hormigón; o también formarse tuberías de baja presión en forma natural con la construcción de túneles en roca sólida.

b. Tanque de Carga

Se encuentra ubicado al final de las obras de conducción, su función es dar un suministro constante de agua de calidad a la tubería de presión y proveer un volumen de amortiguamiento hidráulico, evitando ingreso del aire, además mediante rejillas, se impide la entrada de materiales sólidos y con la chimenea de equilibrio amortigua y evita las sobrepresiones.

Generalmente tiene cuatro trayectos para el movimiento de fluido, primero el canal por donde ingresa el agua de la toma, segundo es el vertedero por donde se evacúa el exceso de agua, tercero el descargador para poder vaciar el tanque para limpieza y mantenimiento, y el último la alimentación hacia las turbinas a través de la rejilla.

c. Tubería de Presión

Conectada al tanque de carga, esta traslada el agua desde el tanque de carga hasta las turbinas con un salto de agua que permite hacer que la masa de agua gane energía cinética para mover a las turbinas, es construida con materiales resistentes a esfuerzos hidrodinámicos como tuberías metálicas y juntas de ajuste

Esta obra descansa en una estructura compuesta de vigas de anclaje y soportes para ayudar a sobrellevar cargas mecánicas y deformaciones en todo el trayecto.

2.2.2.3 GRUPO TURBINA – GENERADOR (CASA DE MÁQUINAS)

Estos equipos electromecánicos están emplazados en la casa de máquinas que en algunos casos es subterránea.

Los elementos más importantes son:

a. Turbina

Es el equipo mecánico encargado de convertir la energía cinética contenida en el agua en energía mecánica que será transmitida a través de su eje al generador, con la finalidad que este la convierta en energía eléctrica.

- **Turbina Pelton [Figura 2.3 (a)].** Es una turbina de acción que consiste en una rueda (rodete o rotor) dotada de cucharas en su periferia para

aprovechar el choque tangencial del agua, puede ser instalada de manera que el eje quede en forma longitudinal o vertical, el funcionamiento de la turbina es flujo transversal, admisión parcial y de acción.

Está diseñada para explotar grandes saltos de agua de bajo caudal, a veces de hasta más de doscientos metros. Al final de la tubería de presión se suministra el agua a la turbina por medio de los inyectores, que son válvulas en forma de aguja, las cuales tienen forma de tobera para aumentar la velocidad del flujo que incide sobre las aspas. Es uno de los tipos de turbina más eficientes a diferentes rangos de caudales.

- **Turbina Francis [Figura 2.3 (b)].** Son turbinas de reacción, alimentadas de agua en forma axial por medio del predistribuidor (caracola). La caracola es de sección circular la cual va disminuyendo conforme avanza el flujo de agua, esto permite alimentar a la turbina con agua a la misma velocidad en todos los puntos de la turbina, se regula la admisión de agua mediante los álabes móviles ubicados en el distribuidor, esto hace que al pasar el agua por los álabes fijos la turbina se mueva por reacción.

Son turbinas que se pueden diseñar para un amplio rango de saltos de agua y caudales, siendo capaces de operar en rangos que van de los dos metros hasta varios cientos de metros, para los saltos de agua.

No es la mejor opción cuando se presentan grandes variaciones en el caudal de funcionamiento, debido a la caída en el rendimiento cuando se disminuye el caudal de operación con respecto al previsto en el diseño, por lo que se debe tratar de mantener un flujo de caudal constante, presentan altos porcentajes de eficiencia cuando trabajan en rangos cercanos al caudal de diseño, llevándola a ser conocida o denominada como turbina de caudal constante.

- **Turbina Kaplan [Figura 2.3 (c)].** Es uno de los tipos más eficientes de turbinas de agua de reacción de flujo axial, con un rodete que funciona de manera semejante a la hélice del motor de un barco. Se emplean en saltos de pequeña altura y grandes caudales. Las amplias palas o álabes de la turbina son impulsadas por agua a alta presión liberada por una compuerta.

Los álabes del rodete en las turbinas Kaplan son siempre regulables y tienen la forma de una hélice, mientras que los álabes de los distribuidores pueden ser fijos o regulables. Si ambos son regulables, se dice que la turbina es una turbina Kaplan verdadera; si solo son regulables los álabes del rodete, se dice que la turbina es una turbina Semi-Kaplan. Las turbinas Kaplan son de admisión axial, mientras que las semi-Kaplan pueden ser de admisión radial o axial.

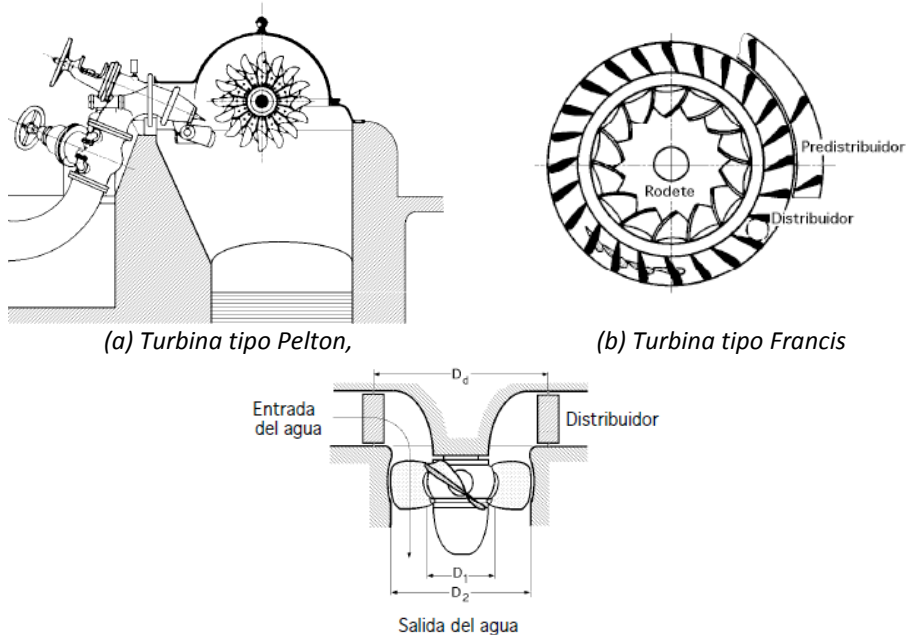


Figura 2.3 Turbinas Hidráulicas. ⁴

- **Diseño y selección del tipo de turbina.** Durante la etapa de diseño se definen los parámetros de funcionamiento, el flujo y el salto de agua de trabajo, en la Figura 2.4 se muestra un cuadro de selección de turbinas con la finalidad de obtener el máximo rendimiento durante su periodo de operación.

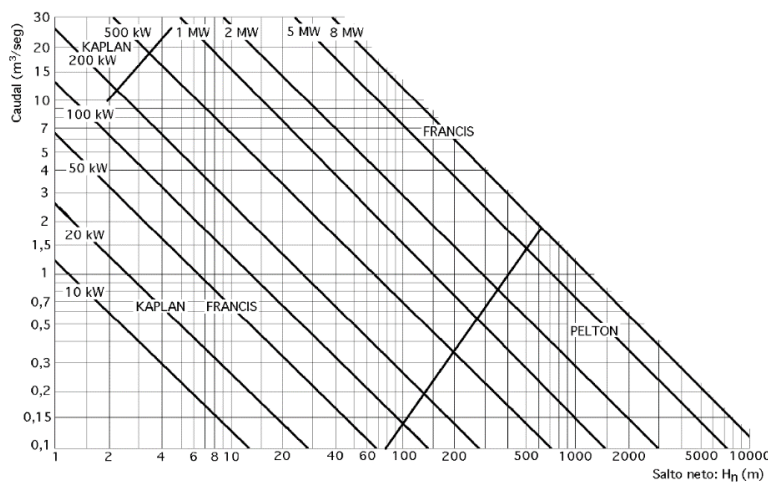


Figura 2.4 Curvas de selección de turbinas hidráulicas, teniendo en cuenta la relación de trabajo $Q(m^3/seg)$ vs $H_n(m)$, considerando su potencia. ⁵

b. Generador

Es el equipo electromecánico encargado de transformar la energía mecánica que recibe de la turbina en energía eléctrica, su funcionamiento debe ser

⁴ Tomado de "Turbinas Hidráulicas" Ing. Pedro Fernández Díez, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energía, Universidad de Cantabria, Pag. 36 (a), Pag. 56 (b), Pag. 89 (c).

⁵ Tomado de "Turbinas Hidráulicas" Ing. Pedro Fernández Díez, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energía, Universidad de Cantabria, Pag. 25.

monitoreado en todo instante esto con la finalidad de evitar fallas que puedan provocar una desconexión de la unidad de generación.

Existen varios tipos de generadores eléctricos pero los más usados en las centrales hidroeléctricas son los síncronos y se caracterizan por que los campos magnéticos implantados giran a la misma velocidad que la masa del rotor.

- **Generador síncrono de polos salientes.** Estos suelen ser los generadores más empleados en las centrales hidráulicas, debido al alto número de polos (más de 6 polos), esto hace que su velocidad de trabajo sea baja, su tamaño depende de la aplicación y la capacidad del generador.
- **Generador síncrono de rotor cilíndrico.** Estos generadores trabajan a altas velocidades debido a que cuentan con 2 o 4 polos, son muy usados en las centrales térmicas y su capacidad de generación es elevada puede llegar hasta los 1.500 MVA, con rangos de tensión cercanos a los 25 kV.

En la *Figura 2.5* se presenta una pauta para la elección de la tensión nominal a la que ha de funcionar el generador, considerando que se debe tener un porcentaje de $\pm 5\%$ para regulación, según estos criterios un generador de 2 MVA o menos debería trabajar a una tensión en el rango de los 400 V.

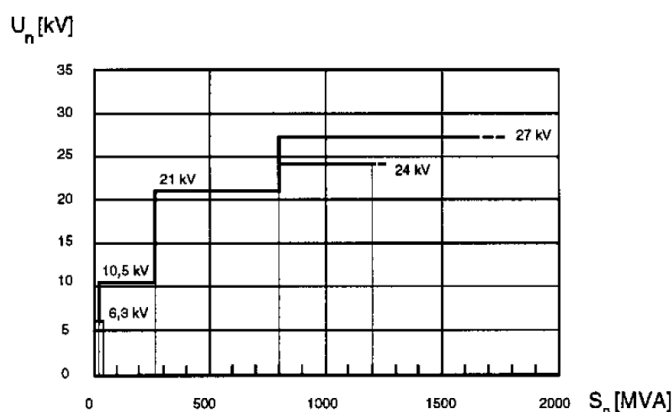


Figura 2.5 Curva característica de tensiones en generadores, en función de su potencia nominal.⁶

2.2.2.4 SUBESTACION DE INTERCONEXIÓN

La interconexión con el SEP se puede realizar mediante un transformador en el caso de que el generador no esté al mismo nivel de tensión que el punto de acoplamiento, en el caso contrario los generadores pueden conectarse de forma directa a la red, debiendo tener en cuenta en ambos casos los niveles y equipos de seguridad, operación, control, monitoreo y protección para evitar daños.

a. Transformador

Este es un equipo mecánicamente robusto que ayuda a interconectar en forma inductiva diferentes áreas o elementos del sistema de potencia que están a distintos niveles de tensión, a través de dos devanados arrollados sobre un núcleo ferromagnético.

⁶ Tomado de "Centrales Eléctricas II: Introducción al sector eléctrico y al sistema de energía eléctrica", Ing. Ángel Luis Orille Fernández, Universidad Politécnica de Catalunya, 1993, Pag. 13.

b. Línea de evacuación

Está compuesta de una obra civil que se ocupa del emplazamiento y su construcción, y por otro lado se tiene una obra eléctrica ocupada de los conductores y el resto de equipos empleados para interconectar el punto de generación con el SEP y de esta forma evacuar la potencia generada.

2.2.2.5 SISTEMA DE CONTROL, MONITOREO Y PROTECCIONES

a. Sistemas de control de frecuencia y tensión

Estos sistemas permiten regular los parámetros de calidad, modificando y estableciendo los puntos de operación de la central, para que el suministro de energía cumpla con las normas locales para cada país, en el caso del Ecuador, el organismo encargado de dictaminar las normativas técnico-legales es el Consejo Nacional de Electrificación “CONELEC”.

▪ Gobernador de carga

El trabajo del gobernador de carga es equilibrar los desbalances instantáneos de potencia, en forma localizada en cada unidad de generación con la finalidad de mantener la frecuencia dentro de los límites permitidos y mantener sincronizado al generador con la red.

Se emplea como un sistema de control primario de frecuencia basado en un lazo de control de potencia (P) vs frecuencia (f), de manera que el grupo generador se mantenga en operación dentro del rango de frecuencia que el sistema impone, un esquema típico se muestra en la *Figura 2.6*.

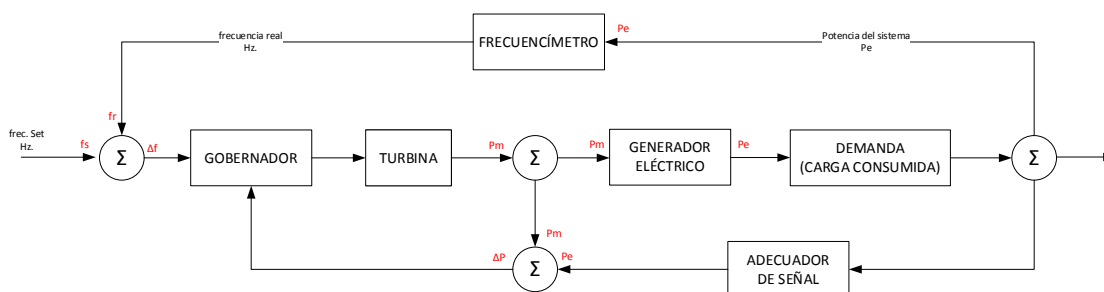


Figura 2.6 Esquema de Funcionamiento del sistema de control de frecuencia.⁷

En el caso de no poder lograr un punto óptimo de trabajo con el uso del gobernador de carga, se debe esperar en primera instancia, el resto del sistema ayude a mantener la frecuencia, empleando la energía acumulada en las masas rodantes de los generadores, o si se requiere más, esperar la actuación de sus gobernadores de carga, este proceso es conocido como control secundario de frecuencia.

Y en casos de emergencia para mantener la estabilidad de todo el sistema se procede a desconectar carga en función de la prioridad de suministro, hasta igualar la carga generada con la carga consumida.

⁷ Tomado de la Tesis, “Control primario de carga-frecuencia en sistemas eléctricos de potencia aislados”, realizado por: Roberto Ferreira, José Leal, Rogelio Olvera, Octubre del 2010, México D.F.

▪ Regulador Automático de Tensión

Este sistema permite estabilizar el nivel de tensión, mediante el control sobre la excitatriz del generador, modificando el campo magnético implantado por la excitatriz, pudiendo emplearse sistemas manuales o sistemas automáticos basados en lógicas de control de tensión en función del lazos de control tipo Potencia Activa (P) vs Tensión (V) o Potencia Reactiva (Q) vs Tensión (V). Un esquema típico se muestra en la *Figura 2.7*.

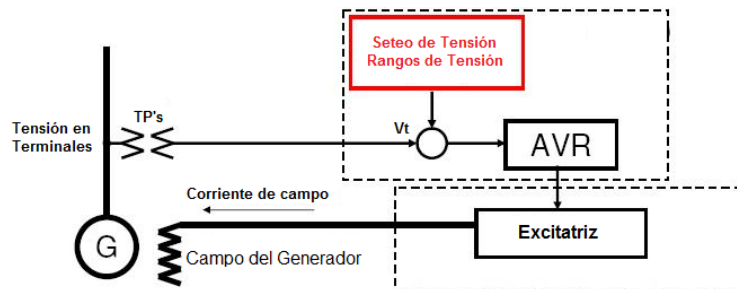


Figura 2.7 Esquema de funcionamiento de un AVR.⁸

b. **Sistemas de monitoreo, control y supervisión**

Están conformados por instrumentos de medición como transductores y sensores, necesarios para captar los parámetros de funcionamiento como: temperatura, presión, velocidad, vibración, nivel, tensión y corriente, en todos los puntos del sistema. Además elementos de control, operación, sistemas y elementos de comunicación, de forma que se permita realizar todas las tareas necesarias para supervisión y operación a distancia.

Todos estos elementos están integrados a sistemas de supervisión y adquisición de datos, denominados SCADA, a través de diferentes protocolos de integración y comunicación, permitiendo generar un sistema integral que busca ordenar y monitorear toda la operación de la planta.

c. **Sistemas de protecciones**

Da seguridad durante el periodo de funcionamiento de la central de generación, además de resguardar la integridad física del personal y de todo el equipamiento colocado en la planta.

Los principales componentes del sistema de protecciones son los instrumentos de medición, actuadores y sobre todo los elementos primordiales en este sistema son los relés de protecciones (IED), que integran varias funciones de protección en un solo dispositivo.

2.3 MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO

Está emplazada en la parroquia Luis Cordero, perteneciente al cantón Gualaceo, emplea las aguas del río San Francisco, para la producción de electricidad, tras la fase de rehabilitación y repotenciación su aporte al sistema va a ser de 1.250

⁸ Tomado de <http://science-hamza.blogspot.com/2011/07/automatic-voltage-regulator-avr.html>.



kVA, evacuados a la red de distribución a través del alimentador #1523 de propiedad de la CENTROSUR.

Esta es una central a filo de río, que cuenta con una nueva obra de captación ubicada aguas abajo de la zona en la cual se realiza la captación de agua para el sistema de agua potable del cantón Gualaceo, además se debe rehabilitar las obras de conducción hasta el tanque de carga, debido al desuso que han tenido.

Otro punto fundamental es la construcción de una nueva tubería de presión hasta la nueva casa de máquinas, además el cambio de todos los equipos en la casa de máquinas, con la finalidad de repotenciar la producción de electricidad.

2.3.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

Los datos técnicos para la operación se muestran a continuación en la *Tabla 2.2* y tomados de la ingeniería de detalle para la rehabilitación de la minicentral.

Número de unidades	1
Caudal nominal de la central	0,700 m ³ /s
Caudal mínimo de operación	0,140 m ³ /s
Altura bruta	176,40 m
Altura neta	163,46 m
Potencia del generador	970 kW
Factor de planta	0,9
Energía anual esperada	7.647,48 MWh

Tabla 2.2 Datos de caudal, salto de agua y generación de la minicentral.

Fuente: Ingeniería de detalle para la rehabilitación de la minicentral Gualaceo – DELTA DELFINI.

2.3.2 CAPTACIÓN, CANAL DE CONDUCCIÓN, TANQUE DE CARGA Y TUBERIA DE PRESIÓN

La obra de captación actual está a una cota de 2.596 msnm, el nuevo diseño y construcción comprende de un azud, rejilla y canal de toma de agua, sedimentador, ingreso al canal de conducción y una escalera de peces.

La readecuación de las obras de conducción contempla: 2,43 km de longitud de canal desde la cota 2.594 hasta 2.589 msnm, un desarenador para evitar el paso de material sólido y cinco vertederos de diferentes tamaños para regular el caudal. Además el recorrido está compuesto de túneles, tubería, canales con revestimiento y acueductos de diferente tamaño.

El tanque de carga tiene las dimensiones mostradas en la *Tabla 2.3*, consta de un vertedero de excesos, canal de purga, sistema de izaje y limpieza, ducto de ventilación y rejillas.

La tubería de presión se adapta a las condiciones de la pista con apoyos de concreto a cada cinco metros, además la trayectoria tiene 17 bloques de anclaje, un paso tipo alcantarillado para el cruce por la vía Gualaceo – Limón y atraviesa un paso elevado para la vía de acceso a la casa de máquinas.

Ancho	6,50 m
Longitud aproximada	21,30 m
Profundidad	3,54 m



Volumen aproximado	612 m ³
Rejilla metálica	1 m x 1 m

Tabla 2.3 Dimensiones del tanque de carga.

Fuente: Ingeniería de detalle provista por DELTA DELFINI.

La tubería tiene una longitud de 544m, va desde la cota 2.588,04 hasta 2.422,71 msnm, medido en el eje de la tubería, el tubo es acero de 20 pulgadas de diámetro, espesor de 0,81 mm, célula 40, con cinco juntas de dilatación para evitar esfuerzos hidrodinámicos.

2.3.3 CASA DE MÁQUINAS Y GRUPO TURBINA – GENERADOR

Alberga la unidad de generación, la subestación, y equipos de control, operación y protección; el tamaño debe facilitar el montaje del equipamiento electromecánico y el trabajo en el interior de esta, las dimensiones se muestran en la *Tabla 2.4* a continuación.

Dimensiones	
Ancho	12,75 m
Longitud	18,50 m
Altura máxima	12 m

Tabla 2.4 Dimensiones de la casa de máquinas.

Fuente: Ingeniería de detalle provista por DELTA DELFINI

2.3.3.1 TURBINA

La turbina debe operar de forma continua, estable y confiable para los rangos de los datos técnicos de operación descritos en la *Tabla 2.2*, considerando estos datos se determinan las características para la turbina las cuales están detalladas en la *Tabla 2.5*.

Fabricante	DELTA-Delfini & CIA., S.A.
Tipo de turbina	Pelton
Número de inyectores	4
Caída neta de diseño	164,75 m
Caudal máximo de diseño	0,7 m ³ /s
Eficiencia a caudal máximo	88,18 %
Potencia de turbina	990 kW

Tabla 2.5 Detalles de la turbina.

Fuente: Ingeniería de detalle provista por DELTA DELFINI

2.3.3.2 GENERADOR ELÉCTRICO

Es un generador síncrono de polos salientes con una producción de energía a 480 V, el montaje es de tipo vertical, es fabricado por la empresa Marelli Motori, el resto de datos característicos del generador se pueden encontrar en la *Tabla A.1* del *anexo A: Detalle de equipos empleados en el proyecto Gualaceo*.

a. Excitatriz – Regulación de tensión del generador

Se emplea un dispositivo de control, Marelli Motori MEC100, el cual consta de cuatro modos operativos: regulador automático de tensión (modo AVR), regulador de factor de potencia (modo PF), regulador de potencia reactiva (modo



VAR), regulador de corriente de excitación (modo FCR); todos los parámetros de estabilidad pueden configurarse en forma individual mediante un control PID.

Algunos de los datos de este equipo se detallan a continuación en las *Tablas 2.6 y 2.7*:

Parámetros		Dato
Resistencia de Campo	Valor mínimo	2 Ω
Régimen continuo	Intervalo de corriente	0 – 10 A (C.C.)
	Intervalo de tensión	0 – 60 V (C.C.)
Forzada (10 Seg.)	Intervalo de corriente	0 – 20 A (C.C.)
	Intervalo de tensión	0 – 1200 V (C.C.)

Tabla 2.6 Datos de la excitatriz del generador.

Fuente: Ingeniería de detalle provista por DELTA DELFINI

Parámetros		Dato
Modo AVR	Precisión al tomar carga	$\pm 0,25\%$ con FP nominal y frecuencia del generador constante
	Estabilidad en funcionamiento	$\pm 0,25\%$ con carga y frecuencia del generador constante
	Variación térmica	$\pm 0,5\%$ para una variación de 30°C a partir de la temperatura ambiente en 10 minutos
	V/Hz: error de tensión	$\pm 2\%$
	Tiempo de respuesta	< 1 Ciclo
Modo FCR	Precisión	$\pm 2\%$
Modo PF		$\pm 2\%$
Modo VAR		$\pm 2\%$
Rastreador de red		$\pm 0,5\%$

Tabla 2.7 Datos precisión de regulación y modos de operación de la excitatriz del generador.

Fuente: Ingeniería de detalle provista por DELTA DELFINI.

b. Gobernador de Carga

No se regula la velocidad de la turbina mediante el control de ingreso de agua a la turbina, la central emplea un sistema diferente en el cual el gobernador de carga THES (Thomson and Howe Energy Systems) ajusta la velocidad al igualar la potencia generada con la potencia absorbida por el sistema y la potencia disipada en el tanque de resistencias. Los datos del gobernador están descritos en la *Tabla A.2* del *anexo A*.

c. Malla de puesta a tierra

Esta obra brinda seguridad y protección a todos los equipos y ocupantes de la minicentral, es dimensionada para soportar corrientes de más de 23 kA y permite que el personal de operación no sufra daños cuando se presenten eventos fortuitos, las características constructivas de la malla están detalladas en la *Tabla 2.8* a continuación.

Punto de Estudio	Barra de generación 480 V
Corriente de falla monofásica	12 kA.
Duración de choque eléctrico	0,5 s
Temperatura Ambiente	18°C
Factor de decremento	1.07664



Detalles del conductor	Copper commercial hard-drawn Calibre 2/0AWG Conductividad 97% T máx. 1084°C Área 31.8866 mm ²
Detalles de la varilla	Copper-clad steel Caliber 3/8" Conductividad 20% T máx. 1084°C Área 9.1673 mm ²

Tabla 2.8 Detalle de la malla de puesta a tierra de la Central.

Fuente: Ingeniería de detalle provista por DELTA DELFINI

2.3.3.3 PUENTE GRÚA

Los requisitos mínimos para el diseño del puente grúa están determinados en función de la capacidad para levantar el elemento más pesado del equipamiento de la casa de máquinas, este es de accionamiento manual con una capacidad de 10 toneladas.

El puente grúa se instala sobre las vigas metálicas carrileras longitudinales, apoyado en las ménsulas de la estructura de hormigón armado.

2.3.4 SISTEMA DE CONTROL Y COMUNICACIÓN

Dentro de las restricciones de control y operación del proyecto de Gualaceo, se debe considerar que la central es de tipo no atendida, lo que implica un alto nivel de automatización.

Además los protocolos y medios de comunicación deben cumplir con los estándares necesarios y adecuada confiabilidad para interconectar al proyecto con los centros de control de la Empresa Electro Generadora del Austro "ELECAUSTRO S.A." y el centro de control de la Corporación CENACE, que es el ente encargado de supervisar, controlar y operar el sistema nacional interconectado, algunos de los protocolos de comunicación empleados son los siguientes:

- **IEC 61850:** disponible en las comunicaciones de los IED's con el PLC.
- **IEC 60870-5-104 y ModBus:** colocado para la interconexión de los elementos internos de Gualaceo.
- **Ethernet:** empleado para pocos elementos de la central.
- **Fibra Óptica:** usado para los enlaces largos del PLC.
- **Inter Control Center Protocol (ICCP):** el protocolo que permite enviar desde el centro de control de Elecaustro al centro de control CENACE, todos los datos requeridos para supervisar la operación.

2.3.5 SISTEMA DE PROTECCIONES

Este sistema está compuesto de dos relés de tipo digital: un MiCOM P142 para la protección de la línea de evacuación y el punto de acoplamiento, y el segundo un MiCOM P345 para la protección del generador, comunicados con el SCADA mediante el protocolo IEC 61850. Además se tiene un relé Buchholz con



funcionamiento mediante detección de gas para la protección de fallas de aislamiento o fallas internas en el transformador.

Estos equipos de protección están conectados a varios elementos de adquisición de información como transformadores de corriente y tensión (TC's y TP's respectivamente), además de sensores de temperatura (RTP) y otros más que ayudan a supervisar el funcionamiento de la central.

2.3.6 SUBESTACIÓN E INTERCONEXIÓN CON EL ALIMENTADOR 1523.

La subestación de Gualaceo permite interconectar la central con el alimentador # 1523 de la CENTROSUR, a un nivel de tensión de 22 kV, para abastecer de suministro eléctrico a las poblaciones de los cantones Gualaceo y Paute.

Los equipos de la subestación: interruptor de potencia, seccionador, pararrayos, transformadores de corriente y potencial para la medición y protección, deben cumplir con los requerimientos de corte, maniobra y aislamiento eléctrico.

2.3.6.1 TRANSFORMADOR PRINCIPAL

La capacidad del transformador elevador sumergido en aceite, es una potencia nominal de 1,25 MVA con una relación de transformación de 480 V / 22 kV, conexión DYn5 (delta – estrella) con neutro en el lado de alta tensión, desfase de 150° entre tensiones homólogas del primario y del secundario a 60 Hz. Con un sistema de enfriamiento de aceite natural y aire natural (ONAN por sus siglas en ingles), además posee un tanque acumulador de aceite, permitiendo conectar un relé buchholz para proteger de fallas internas al transformador.

2.4 INTERCONEXION Y NORMATIVA LEGAL

La operación de la central deberá seguir los lineamientos de la norma IEEE Std 1547TM – 2003, la cual determina parámetros de trabajo para centrales de generación tratadas como generación distribuida.

Sin embargo se debe tener en cuenta que en el ámbito técnico se debe considerar algunos parámetros del reglamento No 006-00: Procedimiento de despacho y operación, teniendo presente los criterios y parámetros de seguridad, calidad y confiabilidad que se deben cumplir; además en el caso de la central se debe maniobrar para no afectar el cumplimiento de la regulación No CONELEC – 004/01: Calidad de servicio eléctrico en distribución, que debe cumplir la empresa distribuidora.



CAPÍTULO 3

3 ESTUDIO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

3.1 INTRODUCCIÓN

La Generación Distribuida, trata de sistemas conectados a la red de distribución de energía y que se encuentran en lugares cercanos a la carga, caracterizada por tener instalaciones y fuentes de generación eléctrica con una potencia menor en comparación a las centrales convencionales.

Desde el inicio de la generación eléctrica, y necesidad para el desarrollo de los pueblos, ha estado presente ya que no es un concepto nuevo, al contrario, se vuelve a emplear, dado que las primeras centrales que diseñó Thomas Alva Edison⁹ siguieron el esquema de lo que hoy conocemos como *generación distribuida*.

No hay una definición aceptada mundialmente sin embargo el IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers) la define como: “Generación de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas comparadas a plantas de generación central, las cuales permiten la interconexión a casi cualquier punto de un sistema eléctrico. Es un subconjunto del sistema de distribución”.

La minicentral Gualaceo con una potencia de 970kW, localizada muy cerca de los puntos de consumo y que se interconecta a la red de distribución, específicamente al alimentador #1523 entra en el tipo de generación distribuida por sus características antes mencionadas.

Es por ello que en este capítulo se abordarán los impactos tanto positivos como negativos que tiene este tipo de generación, para así conseguir un óptimo funcionamiento en la interconexión y en la coordinación de sus protecciones, el estudio se basa en las recomendaciones dadas por la norma IEEE 1547.

3.2 VENTAJAS DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Con estudios previos realizados de la manera adecuada para la implementación dentro del sistema eléctrico, la generación distribuida trae consigo varias características que la hacen ventajosa frente a las centrales convencionales, ventajas tanto técnicas, económicas y ambientales que se citan a continuación:

- Limita los picos de carga en la red de distribución.
- Mientras se tenga la generación más cerca de la carga, las pérdidas se reducirán notablemente, ya que una adecuada ubicación reduce el flujo de potencia y mejora el perfil de tensiones.
- Económicamente hablando, los costos se ven reducidos en cuanto a infraestructura, ya que se evita o minimiza la construcción de líneas de transmisión y distribución.
- En cuanto a mantenimiento y operación, la vida útil de los equipos y elementos aumenta.

⁹ Thomas Alva Edison; (Ohio, 1 de febrero de 1847 – Nueva Jersey, 18 de octubre de 1931) fue un empresario y un prolífico inventor estadounidense que patentó más de mil inventos.



- Se puede ir acoplando de manera gradual, dependiendo de la necesidad de expansión del sistema para poder suplir la demanda de los consumidores.
- El aspecto medioambiental se ve beneficiado gracias a que se reduce la emisión de CO₂¹⁰.

3.3 DESVENTAJAS E IMPACTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Comúnmente las redes de distribución están diseñadas para que el sentido del flujo de potencia sea unidireccional, sin embargo con la llegada de la generación distribuida es posible que esto cambie, apareciendo flujos de potencia bidireccionales, lo cual conlleva nuevos análisis y posibles afecciones que se deben considerar. A continuación se mencionan algunas de ellas.

- Si se tiene un emplazamiento inadecuado y un exceso de generación se pueden incrementar las pérdidas en la red, debido a que afecta a los flujos de potencia activa y reactiva.
- La presencia de un nuevo generador convierte a sistemas simples en redes más complejas, ya que una red radial que es típicamente usada a nivel de distribución va a tener más fuentes que aportan a las corrientes de falla.
- La presencia de flujos de potencia bidireccionales, pueden ocasionar problemas en los transformadores con cambios de taps.
- Cambio en esquemas de regulación de tensión.
- Efectos sobre la calidad de la potencia (sags, armónicos, flicker).
- El área más afectada por el ingreso de generadores a la red de distribución es la de las protecciones eléctricas debido a que se produce desajuste de la coordinación, disparos incorrectos de los relés, fallo de los esquemas de fusibles, incremento en los niveles de cortocircuito, pérdida de sensibilidad en las protecciones de sobrecorriente, operación innecesaria para fallas en otras zonas de la protección y recierres no sincronizados que provocan daños en los componentes de la red ya que se puede dar un cierre por parte del reconectador en el instante que la falla aún está presente. Por lo cual los esquemas tradicionales ya no son aplicables dado que fueron calibradas para ciertos valores de falla y rango de tolerancia.

Todos estos impactos que tiene el sistema por la presencia de la generación distribuida dependen de:

- Magnitud del recurso a conectar.
- Ubicación y tipo de generación.
- Características de la red.
- Distribución y tipo de carga que atiende la red.

¹⁰ CO₂ (Dióxido de carbono)

3.4 GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN EL ECUADOR

El Ecuador tiene un enorme potencial en cuanto a fuentes renovables de energía. Los recursos con los que se cuentan son: hidráulicos, eólicos, solares, geotérmicos, biomasa, etc., por causa del incremento en cuanto a los precios de los combustibles fósiles se le está dando más protagonismo a estos. Algo a ser destacado es que los recursos renovables tienen un impacto muy reducido sobre el ambiente.

Además, con el uso de paneles fotovoltaicos es posible acceder a sectores rurales que en la actualidad no tienen servicio eléctrico, en el país se cuenta con proyectos solares que están en estudio y fase de construcción, entre ellos se mencionan:

- Proyecto Fotovoltaico Puerto Ayora (1,5 MWp): Este proyecto de 1,5 MWp se encuentra ubicado en Puerto Ayora, Isla Santa Cruz, provincia de Galápagos está en etapa de construcción.



Figura 3.1 Proyecto Fotovoltaico Puerto Ayora en construcción.¹¹

- Proyecto Híbrido Isla Isabela, Galápagos (1,1 MWp + 1,32 MW): El diseño definitivo del sistema híbrido (solar - fotovoltaico) lo contrató el MEER y lo ejecutó la empresa Lahmeyer. Consta de: 1,1 MWp fotovoltaico; 0,7 MW de almacenamiento de energía; y 1,32 MW de generación térmica dual: aceite de piñón-biodiesel. Actualmente se encuentra en construcción.
- Proyecto Fotovoltaico Baltra (0,20 MWp): Con capacidad de 200 Wp más un sistema de almacenamiento de energía de 1 MW.
- Proyecto Fotovoltaico Imbabura-Pimán: Con capacidad de 25 MW, ubicado en la provincia de Imbabura.
- Proyecto Fotovoltaico Santa Elena: Con capacidad de 25 MW localizado en la provincia de Santa Elena.
- Proyecto Fotovoltaico Condorsolar: Con capacidad de 30 MW ubicado en Cayambe-Tabacundo, provincia de Pichincha.
- Proyecto Fotovoltaico Solarconnection: 20 MW de capacidad, ubicado en la provincia de Pichincha.
- Proyecto Fotovoltaico Manabí: Con capacidad de 30 MW de capacidad, ubicado en Los Bajos-Montecristi.

En el país existen zonas con alto potencial eólico debido al choque de las corrientes marinas como las de Humboldt y del Niño que se da frente a las costas ecuatorianas.

¹¹ Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, Pag. 189.



Los parámetros referentes al viento que se consideran para potencial eólico son la velocidad, las variaciones diarias, mensuales y estacionales de la misma.

Presentan condiciones favorables para la explotación de molinos de viento los sitios que se encuentran especialmente en las crestas de las montañas andinas y, en emplazamientos cerca de la costa y costa-afuera de las playas ecuatorianas.

- En Loja, en los alrededores del cerro Villonaco, se han encontrado varios sitios de alto potencial eólico para la generación de electricidad.
- El parque eólico San Cristóbal, localizado en el Archipiélago de Galápagos con una capacidad de 2,4 MW.
- El proyecto eólico Baltra con una capacidad de 2,25 MW.
- En estudio están los proyectos eólicos de Salinas, Membrillo-Chinchas y García Moreno con una potencia de 15, 110 y 15 MW respectivamente.
- El proyecto eólico minas de Huascachaca desarrollado por ELECAUSTRO con una capacidad de 50 MW.

Proyecto	Provincia
El Ángel	Carchi
Salinas	Imbabura
Machachí, Malchinguí, Páramo Grande	Pichincha
Minitrac, Tigua	Cotopaxi
Chimborazo, Tixán, Altar	Chimborazo
Salinas, Simiatug	Bolívar
Huascachaca	Azuay – Loja
Saraguro, El Tablón, Manú	Loja
Villonaco Fase 2, Membrillo, Las Chinchas	Loja
San Cristóbal, Santa Cruz, Baltra	Galápagos
Ducal Wind Farm	Loja
García Moreno	Carchi

Tabla 3.1 Sitios con potencial eólico en el Ecuador.¹²

3.5 CLASIFICACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Esta clasificación se realiza por tecnologías que se aplican a la conversión de energía primaria en electricidad.

Actualmente, se tiene una amplia gama de tecnologías disponibles para la generación distribuida, como se observa en las *Tablas 3.2 y 3.3*.

Algunas tecnologías utilizadas para la conversión de energía, se basan en el empleo de combustibles fósiles (motores de combustión interna, turbinas de combustión y algunas celdas de combustible), el problema es que poseen emisiones contaminantes al medio ambiente.

Por el contrario, otras tecnologías, usan fuentes de energía renovable, tal como el calor, la luz desde el sol, la fuerza del viento, la materia orgánica (biomasa), caídas de agua, energía del océano y el calor geotérmico.

¹² Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013-2022, Pag. 196.



Tipo de Salida	Tecnología de transformación
Salida de potencia intermitente	Aerogeneración
	Energía de las olas
	PCH filo de agua
	Energía solar térmica
Interconexión vía inversor	Solar fotovoltaica
Salida de potencia controlable	PCH con embalse
	Digestión Anaerobia
	Gasificación
	Combustión
	Fluidos hidrotérmicos
	Rocas calientes y magmas
	Energía de las mareas

Tabla 3.2 Potencia obtenida de acuerdo a su fuente primaria.

Tecnología	Tamaño típico disponible por
Turbinas a Gas de Ciclo Combinado	35–400 MW
Motores de Combustión Interna	5kW–10 MW
Turbinas de Combustión	1–250 MW
Micro-Turbinas	35 kW–1MW
Renovables	
Pequeñas Hidros	1–100 MW
Micro Hidros	25 kW–1MW
Turbinas de Eólicas	200 Watt–3MW
Arreglos Fotovoltaicos	20 Watt–100 kW
Solar térmica, receptor central	1–10 MW
Solar térmica, sistema Lutz	10–80 MW
Biomásas, por ejemplo, basados en	100 kW–20 MW
Celda de combustible, ácido fosfórico	200 kW–2MW
Celda de combustible, carbonato fundido	250 kW–2MW
Celda de combustible, intercambio de	1 kW–250 kW
Celda de combustible, óxido sólido	250 kW–5MW
Geotérmico	5–100 MW
Energía del océano	100 kW–1MW
Motor Stirling	2–10 kW

Tabla 3.3 Potencias de acuerdo a las tecnologías empleadas.

3.6 NORMA DE INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA (IEEE 1547)

Dado que la generación distribuida cada día es más utilizada y el gran impacto que tiene en los sistemas eléctricos, el “IEEE Standards Coordinating Committee (SCC) 21” aprobó una solicitud de autorización de proyecto (PAR¹³) en Abril de 1999, para desarrollar un documento de interconexión para todas las fuentes de potencia distribuidas.

¹³ Project Authorisation Request (PAR)

El documento que se desarrollo es el “IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System (1547-2003)” el cual proporciona una normativa para la interconexión de recursos distribuidos con sistemas eléctricos de potencia y requisitos que se refieren al funcionamiento, rendimiento, pruebas, consideraciones de seguridad y mantenimiento de la interconexión. En el esquema siguiente se puede ver un resumen del estándar.

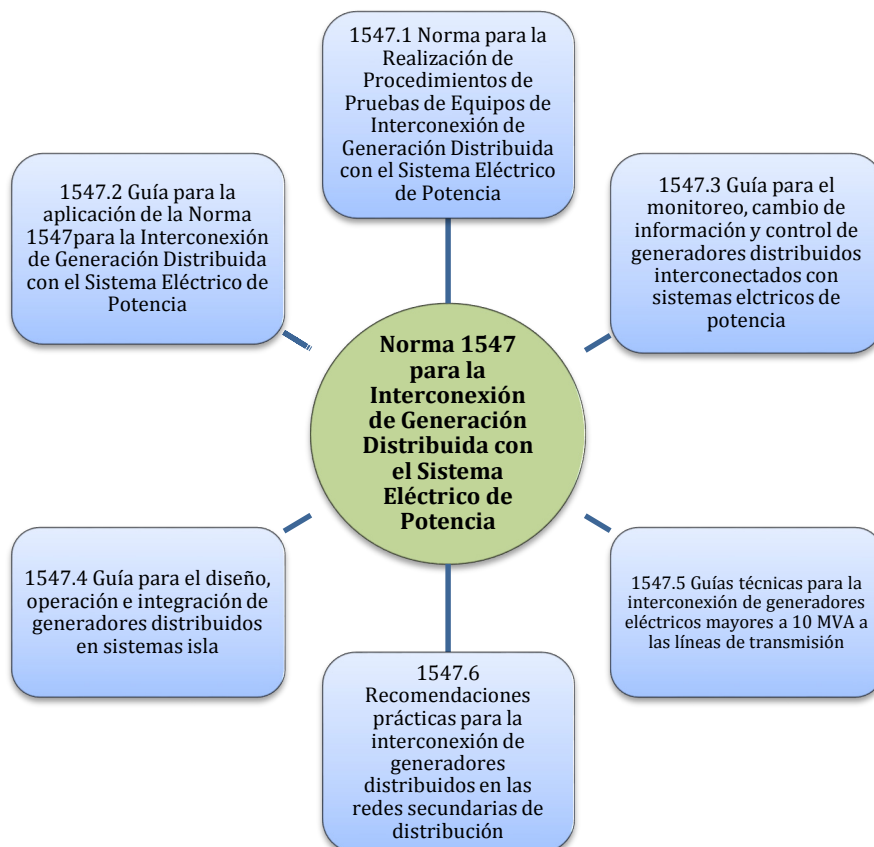


Figura 3.2 División de la norma IEEE 1547.

A continuación se presenta una breve descripción de cada una de las partes con las que cuenta la norma para la integración de generación distribuida a los sistemas eléctricos de potencia.

- **IEEE 1547.1** Normativa para la realización de pruebas en los equipos de interconexión del nuevo generador con el SEP: Detalla el tipo y cuáles son las pruebas que se realizan para la puesta en servicio además demuestra si las funciones de interconexión y el equipo de la generación distribuida cumplen con el estándar principal, además las pruebas tienen que ser adaptadas a una gran variedad de tecnologías.
- **IEEE 1547.2** Guía de aplicación del estándar para la interconexión de generación distribuida con el SEP: Proporciona descripciones técnicas y guías, que contiene esquemas y varios ejemplos para la interconexión con variadas tecnologías.
- **IEEE 1547.3** Guía para monitoreo, intercambio de información y control de la generación distribuida interconectada con el SEP: Proporciona instrucciones para vigilancia, intercambio de información y control de los



nuevos generadores. Además facilita la interoperabilidad de uno o más recursos distribuidos interconectados con el SEP.

- **IEEE 1547.4** Norma para el diseño, operación e integración de sistemas en isla con generadores distribución: Este apartado incluye instrucciones para conseguir la capacidad de desconexión y reconexión mientras se brinda energía a los sistemas que se encuentra aislados.
- **IEEE 1547.5** Guía técnica para la interconexión de generadores superiores a 10 MVA al sistema de transmisión: Provee las instrucciones para el diseño, construcción, requerimientos de funcionamiento y mantenimiento para la interconexión de generadores superiores a 10 MVA al sistema de transmisión.
- **IEEE 1547.6** Recomendaciones prácticas para la interconexión generadores al SEP: Trata sobre el desempeño, operación, pruebas, seguridad y mantenimiento que se debe efectuar sobre las interconexiones, para cumplir con el estándar principal.

3.6.1 LIMITACIONES DEL ESTÁNDAR IEEE1547

Los criterios y requisitos de esta norma se aplican a todas las tecnologías empleadas, con una capacidad total de 10 MVA o menos en el punto de interconexión. Además se toma en cuenta que se trabaja a 60Hz.

- Esta norma no define la capacidad máxima de generación a ser instalado en un solo punto en particular de conexión o conectada a un alimentador dado.
- La norma no establece autoprotección, ni establece todos los requisitos de operación de las unidades de generación.
- No trata la planificación, diseño, operación o mantenimiento en la zona del SEP.
- No se aplica a los sistemas automáticos de transferencia de carga entre la generación distribuida y el SEP en la operación momentánea antes de la apertura, siempre que la duración de la sincronización de las fuentes sea menor a 100ms.

3.6.2 REQUISITOS GENERALES DEL ESTÁNDAR IEEE1547

3.6.2.1 REGULACIÓN DE TENSIÓN

El generador no debe regular activamente la tensión en el punto de interconexión, ni provocar regulación de tensión en otros SEP locales fuera de su zona de concesión.

3.6.2.2 INTERCONEXIÓN CON LA PUESTA A TIERRA DEL SEP

El esquema de interconexión a tierra no tiene que provocar sobretensiones que excedan los rangos de los equipos conectados al SEP y no debe alterar la coordinación de las protecciones de falla a tierra en el sistema.



3.6.2.3 SINCRONIZACIÓN

La unidad se debe sincronizar con el SEP sin provocar una fluctuación de la tensión en el punto de interconexión mayor de $\pm 5\%$ del nivel de tensión que prevalece en la red.

3.6.2.4 INTEGRIDAD DE LA INTERCONEXIÓN

- **Protección contra la interferencia electromagnética:** El sistema de interconexión debe tener la capacidad de resistir la interferencia electromagnética (IEM) en los entornos de acuerdo a la norma IEEE C37.90.2-1995. En la cual se hace referencia al uso de transmisores-receptores como teléfonos celulares, walkie talkies, cámaras etc., a una distancia de 15 cm en entornos industriales, que pueden provocar radiación electromagnética de alta intensidad, conllevando a un mal funcionamiento en los equipos cercanos. Por lo cual todos los componentes del sistema de interconexión deberán ser sometidos a estas pruebas para que la influencia de la IEM no resulte en un cambio del estado o el mal funcionamiento del sistema de interconexión.
- **Capacidad de soportar sobretensiones y sobrecorrientes:** El sistema de interconexión debe tener la capacidad de resistir sobretensiones y sobrecorrientes de acuerdo a los entornos definidos en la norma IEEE C62.41.2-2002 o la norma IEEE C37.90.1-2002, según sea el caso. Donde se menciona que sobretensiones transitorias que se producen en los circuitos de alimentación, puede ser la causa de molestias operacionales o producto de fallas en sistemas y equipos industriales y residenciales. Además indica que estas sobretensiones se originan a partir de dos fuentes principales: efectos de rayos (directos o indirectos) en el sistema de potencia y de conmutaciones transitorias del sistema.
- **Dispositivo de Sincronización:** El dispositivo de sincronización del sistema de interconexión, debe ser capaz de soportar el 220% de la tensión nominal del sistema.

3.6.3 RESPUESTA ANTE CONDICIONES ANORMALES DEL SEP

Pueden surgir condiciones anormales en el SEP lo cual requiere una respuesta de los recursos distribuidos conectados. Esta respuesta contribuye a la seguridad del personal de mantenimiento y el público en general, así como la prevención de daños a los equipos conectados. Todos los parámetros de tensión y frecuencia especificados en estas subcláusulas se tienen que cumplir en el punto de interconexión.

3.6.3.1 FALLAS EN LA ZONA DEL SEP

El generador tiene que dejar de energizar al SEP ante fallas en la red a la cual está conectado.

Su exigencia se basa en la premisa de que si un área del SEP ha detectado una falla y desenergiza el circuito, cualquier otra fuente en ese circuito debe también dejar de energizar.



Los tiempos de despeje para cortocircuitos en las redes de distribución varían ampliamente y dependen de la magnitud y el tipo de equipo de protección instalado. En general, en la mayoría de circuitos, fallas elevadas se despejan en 0,1 s., o menos, y fallas bajas a menudo se despejan en tiempos de 5 a 10 s. o más. Algunas de nivel muy bajo, pero potencialmente peligrosas como las fallas a tierra podrían no ser despejadas, excepto por desconexión manual del circuito.

Tipo de Falla	Causa
Aislamiento	Defectos de diseño
	Fabricación inadecuada
	Instalación inadecuada
	Aislamiento envejecido o contaminado
Eléctrica	Sobretensiones causadas por rayos
	Sobretensiones por conmutación
	Sobretensiones dinámicas
Mecánica	Contacto con animales
	Contacto con arboles
	Colisiones vehiculares
	Viento
	Nieve o Hielo
	Contaminación
	Vandalismo
	Grandes desastres naturales
Térmica	Sobretensiones
	Sobrecorrientes

Tabla 3.4 Principales Causas de Falla

3.6.3.2 COORDINACIÓN DE RECONEXIÓN DEL SEP

El generador tiene que dejar de energizar el circuito del SEP al cual está conectado antes de que se produzca una reconexión dada por la red.

La zona del SEP comúnmente utiliza reconexión automática para limitar la duración de las interrupciones a los clientes. Esto se hace mediante el uso de dispositivos (por ejemplo, reconectores e interruptores automáticos) que se pueden volver a cerrar automáticamente después de una condición de falla. La mayoría (70% a 95%) de las fallas en los sistemas de distribución aérea son de naturaleza transitoria.

Una cuestión relevante que se debe destacar es que el recierre descrito anteriormente se lleva a cabo sin ningún tipo de supervisión de mínima tensión permisible o supervisión de comprobación de sincronismo, porque los alimentadores son radiales en el diseño, y la fuente en la zona del SEP es la única fuente de energía. La instalación de un generador al nivel de distribución cambia estos principios básicos de diseño.

Los esquemas de recierre automático tienen una amplia variedad de temporización, dependiendo de la operación de la zona del SEP. Muchas áreas del SEP utilizan reconexión instantánea. Típicamente, el primer reenganche se produce 15 a 20 ciclos (0,24s a 0,33s) después de la falla. Otras áreas del SEP



retrasan el primer reenganche hasta varios segundos. Cuanto más rápido se produce el reenganche, mayor será el impacto en el generador.

El generador distribuido está obligado a desconectarse antes que se dé el primer reenganche del área del SEP, para asegurar que la falla sea despejada por completo. Esto también evita condiciones de salida de sincronismo durante el reenganche para limitar los perjudiciales disparos de fusibles o daños en los transformadores, motores, y el propio generador. Esto requerirá una cuidadosa coordinación de las funciones de protección.

3.6.3.3 Tensión

Este requisito tiene por objeto detallar un método para detectar fallas en la zona del SEP y un medio para prevenir daños por sobretensión o de mínima tensión en caso de que el generador sea la fuente de una condición anormal (por ejemplo, durante la formación de islas no intencional).

Las funciones de protección del sistema de interconexión deben detectar los valores de tensión eficaz (rms) o de tensión fase-fase, excepto cuando el transformador que se conecta a la red sea una configuración en estrella-estrella sólidamente aterrada, o cuando sea una instalación monofásica.

Cuando algún valor de tensión esté dentro de los rangos incluidos en la *Tabla 3.5*, el equipo de generación tiene que dejar de energizar al SEP antes del tiempo de despeje mostrado en la misma tabla.

Cuanto mayor es la variación de la magnitud de tensión, tanto si se mide en el punto de acoplamiento común o el punto de interconexión del generador, mayor es el posible problema. La *Tabla 3.5* define dos escalas de respuesta de sobretensión y dos de mínima tensión. Estas funciones rápidas y retardadas de protección de tensión permiten al sistema de interconexión responder más rápidamente a las variaciones de tensión.

Todas las funciones de protección de tensión anormal pueden ayudar con la detección de islas no intencionales.

Para unidades de generación superiores a los 30 kW (capacidad máxima), se debe considerar la posibilidad de medir la tensión en el punto de acoplamiento común para evitar problemas con la caída de tensión en varios transformadores, cableado, o circuitos de alimentación dentro del SEP. Cualquier compensación aplicada al generador para simular los valores en el punto de acoplamiento común debe ser acordada por todas las partes.

Las tensiones deben ser detectadas, en el punto de interconexión cuando se presente cualquiera de las siguientes condiciones:

- Cuando el equipo de interconexión está certificado para pasar una prueba de no isla con el sistema al cual será conectado.
- Cuando la capacidad total del generador es menor al 50% del total de la demanda eléctrica mínima de la red integrada durante un periodo de 15 minutos, y exportar potencia real o reactiva al SEP no está permitido.



Rangos de Tensión (% de tensión base ^a)	Tiempo de despeje (s) ^b
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16
^a Las tensiones base son las tensiones nominales del sistema establecidas en la ANSI C84.1-1995, Tabla 1	
^b $GD \leq 30\text{kW}$, tiempo de despeje máximo; $GD > 30\text{kW}$, tiempo de despeje por defecto	

Tabla 3.5 Respuesta del sistema de interconexión a tensiones anormales.

3.6.3.4 FRECUENCIA

Este requisito tiene por objeto establecer lo siguiente:

- El funcionamiento de un dispositivo de protección de la zona del SEP después de detectar una falla en el sistema.
- Un método para detectar islas.
- Prevención de daños por sobre frecuencia o baja frecuencia en la zona del SEP y en los equipos.

El requerimiento del estándar IEEE 1547 para la protección de baja y sobre frecuencia asegura que el generador deje de energizar una isla no intencional cuando la frecuencia está fuera de los rangos de funcionamiento. Esto sirve para detectar islas no intencionales y limitar el rango de frecuencia que será experimentado por el equipo de la zona del SEP y las cargas durante la isla no intencional transitoria.

Cuando la frecuencia del sistema está en los rangos dados en la *Tabla 3.6*, el generador debe dejar de energizar dentro de los tiempos de despeje indicados. En los casos que la capacidad de generación es superior a 30 kW, los puntos de calibración de frecuencia serán ajustables in situ.

Los ajustes de tiempo para el despeje por condiciones anormales en la frecuencia de operación del generador deben estar coordinado con la operación del SEP.

Potencia de la GD	Rangos de Frecuencia (Hz)	Tiempo de despeje (s) ^a
$\leq 30\text{kW}$	$> 60,5$	0,16
	$< 59,3$	0,16
$> 30\text{kW}$	$> 60,5$	0,16
	$< \{59,8 - 57,0\}$	Ajustable 0,16 a 300
	$< 57,0$	0,16
^a $GD \leq 30\text{ kW}$, máximo tiempo de despeje; $GD > 30\text{ kW}$, tiempos de despeje de falla.		

Tabla 3.6 Respuesta del sistema de interconexión a frecuencias anormales.

Se emplea como puntos de partida valores de unidades de menos de 30 kW ya que tienen menos impacto en las operaciones del sistema y por lo general se puede desconectar de la zona del SEP dentro de un despeje de 10 ciclos de tiempo.



En cambio unidades superiores a 30 kW ya tienen un efecto notorio sobre la confiabilidad del sistema de distribución.

3.6.3.5 PÉRDIDA DE SINCRONISMO

Este numeral se aplica sólo a los generadores síncronos. La pérdida de sincronismo es principalmente un riesgo para el generador por lo tanto esta fuera del alcance del estándar IEEE 1547, excepto en la medida en que puede afectar la calidad de energía.

Debido a una condición de pérdida de sincronismo se presenta un fenómeno en el punto de acoplamiento común muy similar al flicker es por eso que no se requiere protección por pérdida de sincronismo, excepto cuando sea necesario cumplir limitaciones por (parpadeo), es decir el generador no debe crear flicker indeseable en otros clientes del SEP.

Para predecir con exactitud un fenómeno de pérdida de sincronismo, es necesario realizar estudios de estabilidad, que abordan la inercia del SEP, inercia del sistema primotor-generador, y cualquiera de las funciones del sistema de control del generador que puedan ser destinados a limitar las condiciones de pérdida de sincronismo.

Si la pérdida de sincronismo genera un problema como se presenta en el estándar IEEE 1547, es probable que sea necesario añadir un relé con funciones de protección de pérdida de sincronismo para aislar inmediatamente el generador del SEP.

Por lo general, será necesario llevar a cabo los estudios de estabilidad indicadas anteriormente para aplicar adecuadamente estas funciones de protección.

3.6.3.6 RECONEXIÓN AL SEP

Después de un disturbio en el SEP, no se debe reconectar un generador hasta que la tensión esté dentro del Rango B definido en la *Tabla 1* de ANSI C84.1-1995, la frecuencia debe estar entre 59,3 Hz y 60,5 Hz. Los rangos A y B en la norma citada cubren los niveles de funcionamiento normal y los niveles poco frecuentes de la mayoría de los circuitos del sistema. El B es un rango más amplio de tensión que del rango A, con la salvedad de que la operación estando dentro del rango B es poco frecuente.

El sistema de interconexión debe incluir un retraso ajustable de 5 minutos o más, después de que los valores de tensión y frecuencia retornen a los rangos anteriormente definidos. Esto es para evitar la desensibilización del relé durante una falla de alta impedancia. Al igual que en el tiempo de reposición del reconectador, los seccionadores tienen un tiempo de bloqueo. Por la misma razón, el generador debe permanecer aislado por el tiempo de bloqueo de seccionamiento.

3.6.4 CONDICIÓN EN ISLA

Una isla se define como una condición en la cual una parte del SEP se energiza únicamente por uno o más fuentes locales a través de los puntos de



acoplamiento común asociados, mientras que la otra parte del SEP está separada eléctricamente del resto.

3.6.4.1 CONDICIÓN DE ISLA INVOLUNTARIA

Cuando un dispositivo de protección (por ejemplo, un interruptor, reconectador o seccionador) entre la fuente del SEP y un generador distribuido abre, existe la posibilidad de que se forme una isla. La preocupación en esta situación es la relación entre la de carga aislada y la generación en la isla. Bajo estas condiciones, la isla puede haber cambiado poco a poco la tensión o la frecuencia. Si la carga y la generación no coinciden (al menos una proporción de 3 a 1), entonces la tensión o la frecuencia cambiará rápidamente, por lo cual una isla no intencional es una condición no deseable.

Para una condición de isla involuntaria en la cual se energiza una parte del SEP a través del punto de acoplamiento común, el sistema de interconexión del generador debe detectar esta condición y desenergizar al sistema en un tiempo de 2 segundos después de la formación de la isla, ya que se necesita un tiempo para detectar y aislar esta condición.

Algunos ejemplos por los cuales esto se puede dar son:

- La capacidad generación es menor que la tercera parte de la carga mínima del SEP.
- El generador esta certificado para pasar una prueba de inexistencia de la condición en isla.
- La instalación del generador tiene protección de flujo de potencia inversa o mínima, detectada en el punto de interconexión, en el cual se desconectará o aislará, si el flujo de potencia desde el SEP hacia la zona de concesión cae por debajo del umbral configurado.
- El generador contiene otros recursos anti isla que son: desplazamiento forzado de frecuencia o tensión, disparos de transferencia, controladores de gobernador y excitación que mantienen constante la potencia y el factor de potencia.

Como protección anti-isla se puede utilizar relés de tensión y frecuencia, midiendo las variables eléctricas en el punto de acoplamiento común y detectando condiciones que indican que una isla se ha formado.

3.6.5 ESPECIFICACIONES Y REQUERIMIENTOS PARA LAS PRUEBAS DE INTERCONEXIÓN

Esta provee las pruebas requeridas para demostrar que el sistema de interconexión cumple con los requerimientos de la norma. Las pruebas que se deben aplicar son requeridas por todos los sistemas de interconexión del generador, incluyendo máquinas sincrónicas, de inducción e inversores.

3.6.5.1 RESPUESTA PARA CONDICIONES ANORMALES DE TENSIÓN Y FRECUENCIA

Esta prueba debe demostrar que el generador deja de energizar al SEP cuando la tensión y la frecuencia exceden los límites especificados en los puntos anteriores (3.6.3.3 y 3.6.3.4).



3.6.5.2 SINCRONIZACIÓN

Las condiciones apropiadas que se deben cumplir para un sistema de interconexión sincrónica en el momento de cierre del dispositivo de sincronización deben estar dentro del rango definido en la *Tabla 3.7*, además se tiene que demostrar que si alguno de los parámetros de esta prueba se salen del rango, el dispositivo no debe realizar el cierre.

Potencia de la GD (kVA)	Diferencia en frecuencia (Δf , Hz)	Diferencia en tensión (Δv , %)	Diferencia en el ángulo de fase ($\Delta \phi$, °)
0 - 500	0,3	10	20
>500 - 1500	0,2	5	15
>1500 - 10000	0,1	3	10

Tabla 3.7 Límites de los parámetros de sincronización para la interconexión sincrónica a un SEP.

CAPÍTULO 4

4 DEFINICIÓN DE FUNCIONES A SER UTILIZADAS EN LOS IED'S INSTALADOS EN LA MINICENTRAL HIDROELÉCTRICA GUALACEO

4.1 INTRODUCCIÓN

Los relés digitales son elementos empleados en el sistema de protecciones, con la finalidad de detectar condiciones anómalas durante la operación del SEP, dependiendo de su ajuste toman acciones en la operación del sistema de forma automática, para restablecer las condiciones normales del servicio.

Puesto que el objetivo de un SEP es generar y suministrar energía eléctrica a los consumidores en el lugar y momento que se requiera, el sistema eléctrico debe ser diseñado y operado de forma que pueda entregar la energía a los usuarios de la red, tanto con la confiabilidad adecuada y a un buen precio.

Un SEP está compuesto por diversos elementos, muchos de ellos son muy costosos, es por eso que cuando se producen fallas graves en equipos eléctricos, la medida será retirarlos del servicio y, en el caso de presentarse una falla grande en una zona del sistema, y si la misma puede poner en riesgo la estabilidad, será necesario aislar el sector que produce la anomalía.

Sin importar que el SEP este bien diseñado las fallas siempre ocurren, pudiendo representar un peligro para los equipos y las personas, por lo cual se prevé la implementación adecuada de protecciones, de modo que se pueda sensar y actuar sobre los elementos del SEP en el caso de haberse producido una falla, con la finalidad de proteger los equipos y el costo que estos representan; en la *Tabla 4.1* se muestra en que porcentaje se presentan las fallas en los diferentes equipos.

Ubicación de falla	%
Líneas de transmisión	50
Cables	10
Transformadores	12
TC's y TP's	2
Equipos de interrupción	15
Equipos de control	3

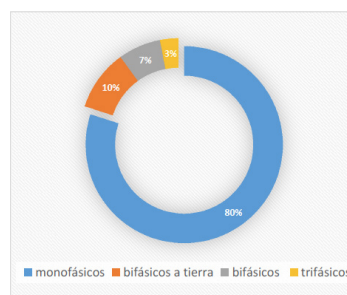


Tabla 4.1 Porcentaje de fallas en equipos eléctricos¹⁴.

En este punto el propósito es explicar cuáles son las funciones de protección que se recomiendan emplear, para cada una de las fallas que puedan presentarse en los equipos o en el sistema, finalmente se define los dispositivos de protección y las funciones que son utilizadas en el sistema de protecciones de la minicentral.

¹⁴ Protecciones de sistemas eléctricos, Ing. Samuel Ramirez Castaño.



4.2 DESCRIPCIÓN DE LOS RELÉS DIGITALES

Los relés de protección basados en microprocesadores, también conocidos como relés digitales o relés numéricos, en la actualidad son mayormente empleados en los sistemas de protecciones, debido a la versatilidad que brindan al realizar tareas de protección, medición, control y supervisión; esto es posible ya que mediante una lógica adecuada se pueden programar múltiples tareas en el software del IED.

Hoy en día se ponen en práctica algunos algoritmos que permiten adaptarse al relé, ajustándose automáticamente a las condiciones del SEP, algunos de los métodos empleados son el uso de redes neuronales e inteligencia artificial, buscando tener una mayor eficacia al momento de identificar fallos en el sistema.

Esto representa una gran ayuda para los ingenieros que operan y planifican la expansión del sistema, permitiendo obtener flexibilidad en el funcionamiento del sistema de protecciones. Otra de las ventajas es su funcionamiento en línea debido a sistema de comunicaciones, permitiendo que el relé pueda operar y ser supervisado en forma local o remota.

Todas estas características han servido para que se incremente el uso de los IED's, siendo claves en procesos de automatización y mejora continua de los procesos, disminuyendo fallas por negligencia humana, control en la evolución del proceso de producción, recopilación de información útiles para realizar análisis de eficiencia económica.

El uso de relés digitales produjo un importante cambio de tecnología empleada, dejando atrás el uso de equipos mecánicos y de circuitos analógicos, los mismos fueron remplazados por microprocesadores y microcontroladores; además, se ha reducido significativamente su costo permitiendo implementar varias funciones de protección en un solo relé.

“Los relés numéricos son desarrollos de los relés digitales como resultado del avance de la tecnología. Típicamente utilizan un procesador de señal digital (DSP), acompañado de un software asociado”.¹⁵

En la *Figura 4.1* se muestra el esquema de un relé digital, en el cual se ejecuta el algoritmo, cualquiera que sea su lógica es procesada en la CPU (unidad de procesamiento central), tomando las señales de entrada producidas por la actuación del sistema como: tensiones, corrientes, tiempos, alarmas y otros, los datos recibidos deben estar en concordancia con las señales que deben leerse para que una función de protección actúe. Además la CPU tiene la capacidad de comunicarse con otros elementos para realizar verificaciones y operación en línea.

En los IED se presentan cálculos fuera de línea los cuales se realizan para determinar los parámetros fijos empleados durante el procesamiento, esto para evitar cálculos innecesarios durante la operación del relé (implementación de las tablas de curvas características). En cambio el procesamiento en línea se realiza

¹⁵ Tomado del artículo de protecciones eléctricas, Ing. Renzo Tamasco Amador, Colombia, Agosto 2007, Pag 9.

mientras el relé está en operación, por medio del procesamiento digital se determinan las magnitudes o fasores de corriente o tensión actuales.

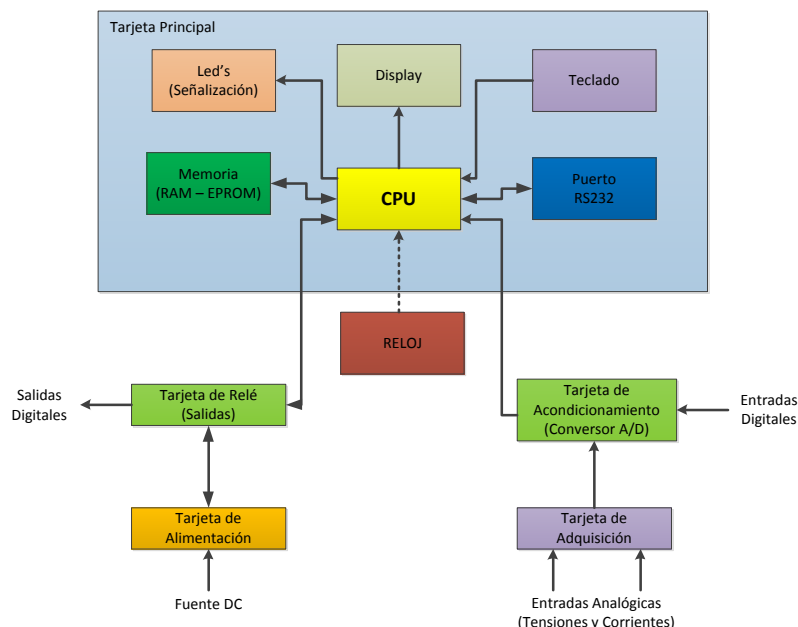


Figura 4.1 Diagrama esquemático de un relé digital.

Por otro lado la lógica de disparo, describe las comparaciones que se hacen durante la operación en línea del relé, las comparaciones son necesarias para generar o no una señal de disparo, estas se realizan con los resultados de los cálculos en línea (magnitud de una corriente o tensión) contra los valores de ajuste del relé.

4.3 FUNCIONES USUALMENTE ACTIVADAS EN LA PROTECCIÓN DE UN GENERADOR DISTRIBUIDO

Cuando se trata de la protección del generador, siendo este un componente de gran importancia dentro del SEP, su nivel de complejidad está dado por la relevancia que tiene la central de generación en el sistema, así como el costo y tamaño de la misma.

Para el caso de Gualaceo, el generador es una máquina sincrónica de polos salientes, debido a lo cual se toman en cuenta solamente las funciones necesarias para proteger este tipo de generador de las posibles fallas que se pueden dar, es importante destacar que el activar una mayor cantidad de funciones no necesariamente conlleva a una mejor protección ya que puede provocar que el generador se desconecte del sistema de manera no deseada y así causar una pérdida innecesaria del servicio.

Todos los generadores de medianos a grandes, es decir, 20 MVA a 1.000 MVA, están equipados con esquemas de protección para detectar la mayoría, o todas las condiciones de falla. Para los generadores hidráulicos pequeños no es rentable proporcionar la misma cantidad de protección que las unidades más grandes. Además, muchos de los generadores hidráulicos pequeños son capaces de soportar varias condiciones adversas, sin sufrir daños adicionales, mucho mejor que las unidades más grandes.

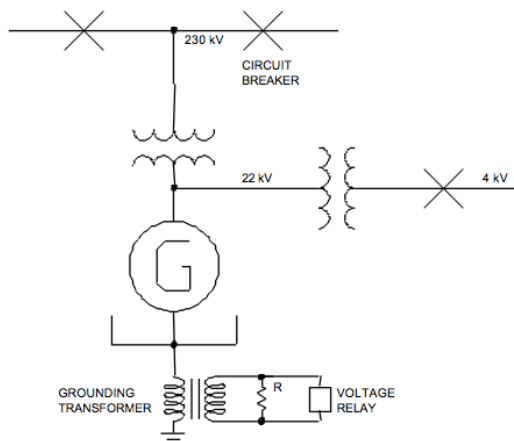


Figura 4.2 Conexión del generador al sistema de transmisión.¹⁶

Para el esquema de protecciones del generador se usan las siguientes funciones de relé.

- Protección diferencial 87G.
- Protección para fallas en el 100% del estator 27TH.
- Protección de desplazamiento de tensión de neutro 59N.
- Protección de falla a tierra del rotor 64R.
- Protección de desbalance de fase 46.
- Protección de sobrecorriente de secuencia de fase inversa 46OC.
- Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V.
- Protección de pérdida de sincronismo 78.
- Protección de pérdida de campo 40.
- Protección de sobreexcitación 24.
- Protección de potencia inversa 32.
- Protección de fallo de interruptor 50BF.

4.4 FALLAS EN EL GENERADOR

Es importante destacar que los generadores son los elementos más costosos dentro de los componentes de un sistema de potencia. Por lo cual, es necesario establecer esquemas confiables de protección, de esta manera se consigue reducir el daño y el tiempo de reparación, que pueden darse debido a las siguientes condiciones de falla.

- Fallas internas dentro de la zona del generador.
- Fallas externas del sistema de potencia
- Condiciones anormales de operación.

4.4.1 FALLAS INTERNAS DENTRO DE LA ZONA DEL GENERADOR

- Fallas bifásicas (fase-a-fase) en el devanado del estator.
- Fallas (fase-a-tierra) en el devanado del estator.
- Fallas entre espiras en el devanado del estator.

¹⁶ **Fuente:** Advanced Techniques in Power Systems Protective Relaying-Harvard Technology Middle East

- Fallas a tierra en el rotor (o devanado de campo).
- Fallas operativas.

4.4.1.1 FALLAS BIFÁSICAS (FASE-A-FASE) EN EL DEVANADO DEL ESTATOR

Las fallas en los devanados estáticos o pérdida del aislamiento de la conexión son las menos comunes pero pueden dar resultado a daños severos de los devanados y núcleo del estator. El alcance de los daños depende de la magnitud y la duración de la corriente de falla.

Estas fallas provocan corrientes de gran magnitud en el estator, el inconveniente de este tipo de falla es que no disminuye al instante una vez que el generador es desconectado y deshabilitado del sistema, si no que debido a la corriente que se encuentra almacenada en el campo, aumenta y continúa alimentando la corriente de falla unos pocos segundos más, generando así un mayor daño en aislamientos, devanados de la máquina, chapa magnética del estator y esfuerzos mecánicos de torsión en el rotor.

a. Protección diferencial (87G)

Esta protección es empleada para proteger al generador contra fallas fase - fase y fase - tierra que se puedan dar en el devanado estático, pero no detecta fallas entre espiras en los mismos bobinados ya que las corrientes que entran y salen de la región protegida es la misma.

En la mayoría de los generadores el punto estrella del devanado estático está conectado a tierra a través de una resistencia, un reactor, o un transformador de puesta a tierra. Lo cual permite limitar la corriente de falla a tierra, sin embargo las fallas a tierra dentro de la zona del generador no podrán ser detectadas por la protección diferencial.

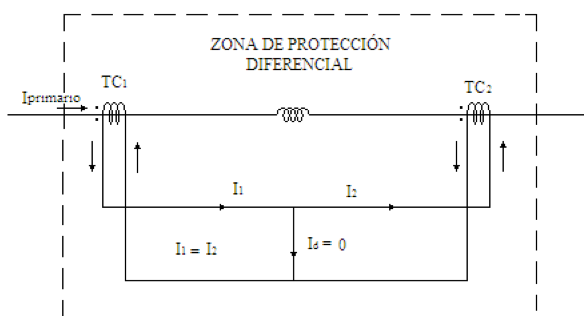


Figura 4.3 Conexión simple de la protección diferencial.

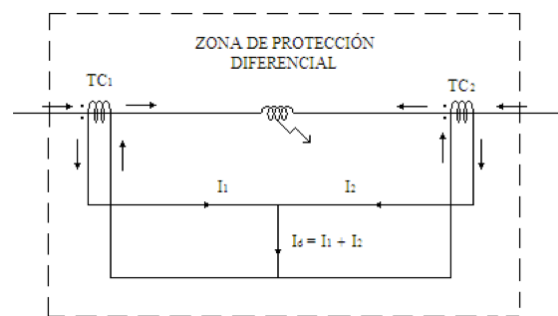


Figura 4.4 Circulación de corrientes de falla dentro de la zona de protección diferencial.

La protección se basa en las corrientes medidas por los TC's, los mismos que se ubican en cada extremo del bobinado, lo cual comprende la zona de protección, si se da una falla en este sector, la dirección de una de las corrientes ya sea I_1 o I_2 cambia, debido a que los aportes al cortocircuito se dan desde los dos lados de la protección diferencial. De esta manera la I_a toma un valor distinto a cero y al ser detectada por el relé se produce su disparo.

En la práctica la corriente primaria del TC es 25% más elevada que la de plena carga y es muy importante tener en cuenta una correcta relación de transformación de los TC's y su polaridad. Además los TC's están conformados por materiales magnéticos razón por lo cual se pueden saturar resultando en una operación errónea del relé.

Un TC se puede llegar a saturar cuando se presentan corrientes muy elevadas en el primario por cortocircuitos externos, hay que recalcar que los TC's no se saturan al mismo tiempo ya que sus características pueden ser distintas por más que sean de la misma marca.

El TC al estar saturado, tanto su tensión como corriente colapsan, y la diferencia en las corrientes de los TC's conlleva a una I_d distinta de cero y por ende el relé podría activarse, este problema de la saturación es corregido mediante una corriente de restricción que ayuda a que el relé diferencie entre una corriente de operación que se produce por falla en el estator y otra producida por saturación, esta consideración en la protección diferencial comúnmente se llama protección diferencial de porcentaje.

$$\text{Intensidad de restricción} = I_r = \frac{i_1 + i_2}{2}$$

$$\text{Intensidad de operación} = I_o = i_1 - i_2$$

Para calibrar el relé se emplean las dos relaciones, $\frac{I_o}{I_r} \%$ que viene a ser la pendiente de una recta, donde si el punto de operación esta sobre ella, el relé actúa y si está por debajo se bloquea.

El relé que se emplea en el generador es más flexible por lo tanto nos permite tener una pendiente mínima y una máxima de operación, se tiene más de una recta para conseguir restringir la operación en condiciones de falla externa.

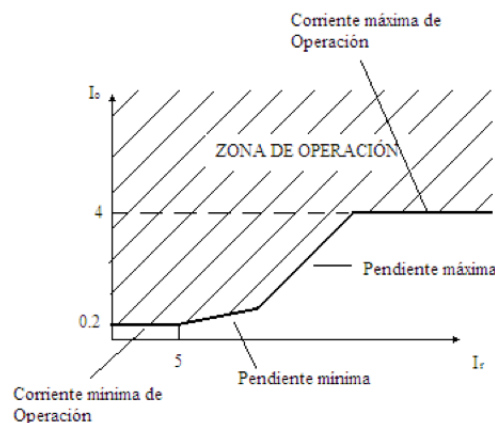


Figura 4.5 Gráfica de las pendientes de calibración.

La pendiente inicial considera errores de saturación y de lectura en los TC's. Una pendiente mayor se emplea cuando la saturación es más severa. El empleo de estas pendientes da mayor sensibilidad contra fallas externas mediante la pendiente mínima y también evita que el relé opere por saturación del TC.



El valor máximo para la corriente de operación no debe superar los 4A en TC's de relación $n/5$ ya que se dan problemas de calentamiento. En el caso de la minicentral se utiliza una relación con $n=2500$, es decir $2500/5$.

Para calibrar el relé se necesita contar con la corriente mínima de operación, en TC's cuya relación es $n/5$ la mínima corriente de operación se da para corrientes de restricción menores a 5A. Asegurando así que la I_0 no es causa de saturación sino de una falla interna, ya q los TC's operan en saturación solo cuando sobrepasan el valor nominal es decir más de 5 A.

Este valor comúnmente se lo emplea en $I_0 = 0,2A$ considerando un error de $\pm 2\%$ en error de medida de los TC's ya que el peor caso seria 2% en el uno y -2% en el otro.

En cuanto a la selección de las pendientes de operación, los valores pueden variar de acuerdo al relé empleado, es por eso que se recomienda seguir las instrucciones que da el fabricante, para tener una pendiente optima, sin embargo la literatura especializada en protecciones recomienda como mínima pendiente valores entre 10 a 25%, los valores más altos se emplean cuando los TC's son de distinto fabricante o ya están envejecidos, ya que el 10% brinda más sensibilidad.

La máxima pendiente debe estar en un rango de 25 a 50% para permitir diferencias de saturación entre los TC's.

4.4.1.2 FALLAS (FASE-A-TIERRA) EN EL DEVANADO DEL ESTATOR

La manera más probable de fallas por aislamiento es la de fase a tierra. El análisis de este tipo de fallas está directamente relacionado con la puesta a tierra del neutro del estator de la máquina, el uso de impedancia de puesta a tierra limita la corriente de falla a tierra y por lo tanto daños en el estator.

Es por eso que para el generador en estudio, esta corriente de falla produce daños a ser tomados en cuenta, ya que a pesar de que el generador sea desconectado, la corriente no desaparece de manera instantánea, sino más bien de manera lenta debido al flujo en el campo.

a. Protección de desplazamiento de tensión de neutro 59N

Es una protección adicional a la diferencial, que se emplea ya que la diferencial suele ser insensible ante corrientes de falla pequeñas, como es el caso de cortocircuitos a tierra cercanos al neutro en el devanado estatórico, y con más razón si se tiene conexión de neutro a tierra mediante una impedancia limitadora de falla, muy alta.

En este caso el generador está conectado a tierra mediante un transformador de distribución.

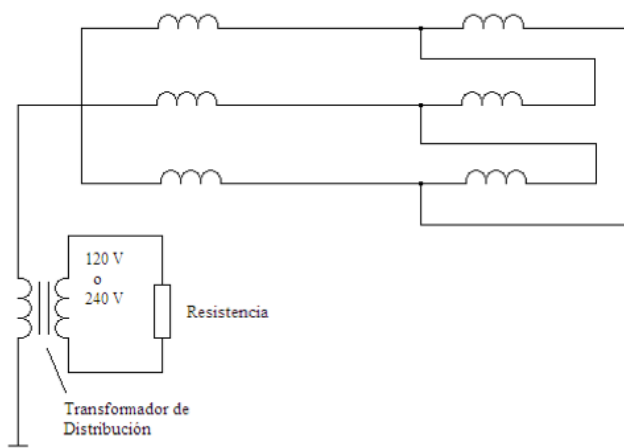


Figura 4.6 Conexión a tierra de un generador a través de un transformador de distribución.

En este tipo de conexión el primario del transformador debe estar dimensionado para operar a una tensión igual o mayor a la tensión fase-neutro del generador, y el secundario trabaja a tensiones de 120 o 240V, también debe poder operar fuera de la zona de saturación ante fallas fase-tierra con tensión en terminales del generador del orden de 105% de la tensión nominal.

Para el funcionamiento de la protección es necesario que la señal sea tomada en el secundario del transformador de puesta a tierra como podemos apreciar en la *Figura 4.7*.

En el momento de ocurrencia de una falla a tierra en el devanado estatórico aparece en el neutro del generador una tensión con un valor dependiente del punto relativo al devanado donde se da el contacto con tierra, cuando la falla ocurre al 100% del devanado y se tiene en el transformador una relación $V_1/120V$, en el secundario se inducen 120V para activar la protección.

La calibración del relé nos permite proteger alrededor del 95% del devanado estatórico, ya que fallas debajo de este porcentaje es posible que no produzcan la corriente suficiente y la tensión residual para el disparo de la protección 59N.

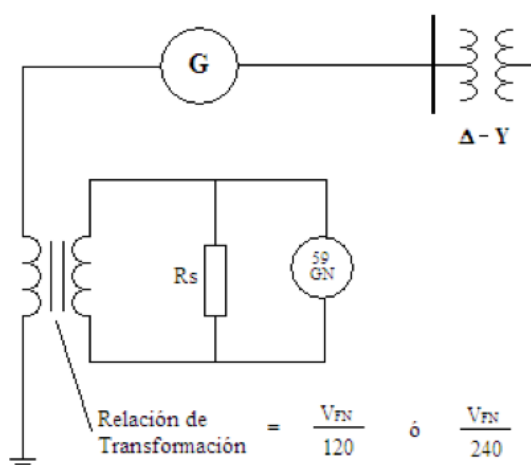


Figura 4.7 Conexión del relé 59N en el transformador de distribución.

Con un transformador de distribución cuya relación es $V_1/120V$, típicamente se calibra con valores entre 6V-120V secundarios. En cuanto a los tiempos de



operación se manejan valores entre 25ms y 4s, esto para evitar que el relé dispare por un fallo en el secundario del TP y más no por una verdadera falla en el devanado a tierra.

b. Protección para fallas en el 100% del estator 27TH

Anteriormente, con el relé 59N se mostró que es posible dar protección al devanado del generador hasta un 95%, pero ese 5% restante no es detectado por esa protección debido a que son corrientes muy pequeñas que generan tensión residual insuficiente para activar la protección. Debido a este problema se emplea la protección 27TH, la cual es una protección de baja tensión que se ajusta para operar con tensiones a una frecuencia superior a la fundamental.

El ajuste de esta protección se basa en la diferencia de la tensión del tercer armónico presente en el generador, tanto en operación normal como en falla y así producir la actuación.

En operación normal, se tiene tensión de tercer armónico V_{on} en el neutro del generador y por ende en el transformador de puesta a tierra; cuando se produce una falla muy cerca del neutro, la tensión disminuye casi a cero, lo cual es aprovechado por la protección que se ajusta para operar con una frecuencia de tres veces la frecuencia fundamental (180Hz para una nominal de 60Hz) y actúa cuando la tensión de tercer armónico es menor al valor de ajuste.

Para obtener una protección del 100% del devanado estatístico los relés (27TH y 59N) deben ser calibrados para que sus zonas de actuación se traslapen.

4.4.1.3 FALLAS ENTRE ESPIRAS EN EL DEVANADO DEL ESTATOR

Estas fallas se producen en generadores que cuentan con multicircuito para una misma fase, lo cual no es el caso del generador empleado en la minicentral que tiene un bobinado simple por fase; por tal razón esta falla no se analiza en este estudio.

4.4.1.4 FALLAS A TIERRA EN EL ROTOR (O DEVANADO DE CAMPO)

En el momento que se produce esta falla, no se ve afectada la unidad de manera inmediata, porque no se da circulación de corriente a tierra debido a que no hay una trayectoria de retorno hacia el circuito de campo, ya que este circuito es alimentado por corriente continua y el devanado está aislado de tierra.

El problema surge si la falla permanece, porque esto conllevaría a que aumente la probabilidad de ocurrencia de un segundo cortocircuito, porque con el primer cortocircuito el devanado cambia de referencia y al producirse fenómenos transitorios en el devanado estatístico se inducen tensiones en el circuito de campo, provocando que en algunos sectores del devanado la tensión con respecto a tierra se incremente y se genere pérdida de aislamiento y falla en otro sector del devanado.

Cuando se llega a producir un segundo cortocircuito en el devanado de campo, esto provoca desbalance de flujo magnético, incluido calentamiento en el hierro del rotor y así un incremento en la vibración, llegando a generar deterioro importante en dicha máquina.

Es importante recalcar que cuando se produce esta falla, por lo general solo se emite una alarma y no se saca de operación inmediatamente al generador, ya que no se toma en cuenta la probabilidad de ocurrencia de la segunda falla de este tipo.

a. Protección de falla a tierra del rotor 64R

Cuando se tiene un sistema de excitación tipo Brushless PMG no es posible aplicar los esquemas convencionales de protección, ya que el sistema se mantiene en movimiento, razón por la cual se emplea la protección 64R.

Esta protección se basa en emplear un juego de escobillas que inyectan una onda cuadrada de tensión de baja frecuencia en el circuito de excitación.

El generador que brinda la señal de esta onda, se acopla simétricamente al circuito de excitación por medio de dos resistencias, además de estar acoplado a la escobilla de puesta a tierra del rotor.

La protección mide la señal de corriente que se obtiene de la escobilla de puesta a tierra del rotor, cuando se da la inversión de polaridad en la tensión inyectada, después se calcula la diferencia y se obtiene un promedio.

Cuando no se da una falla a tierra, el promedio debe ser cero ya que la resistencia de falla a tierra es grande debido a que el aislamiento está en buen estado.

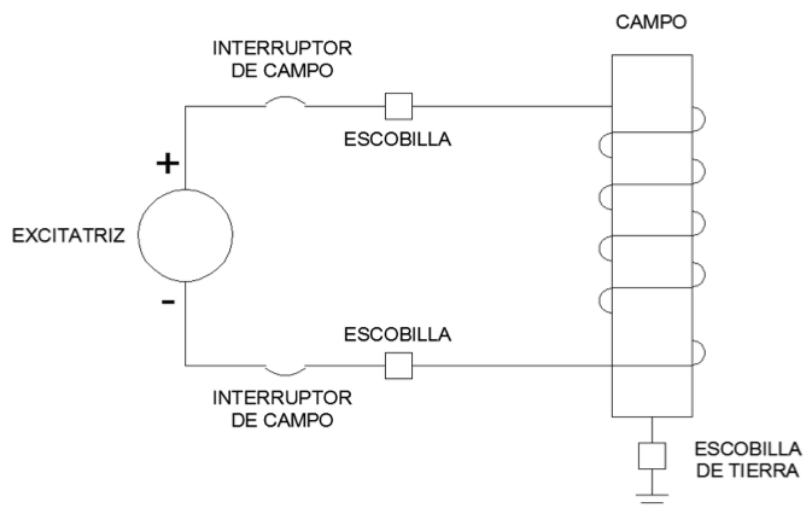


Figura 4.8 Conexión del generador de señal y las escobillas de la protección de falla a tierra del devanado de campo.

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection

En el momento de producirse una falla a tierra el promedio cambia, dejando de ser cero e indicando la presencia de una falla en el devanado y daño de aislamiento.

Además es necesario tener en cuenta un retardo de tiempo antes de que dispare la protección porque se pueden provocar mediciones erróneas ocasionadas por efectos transitorios que conllevan a circulación de corriente a tierra en el campo de la máquina.

En las figuras siguientes se puede apreciar la conexión del generador de señal a las escobillas y la disposición del relé 64R.

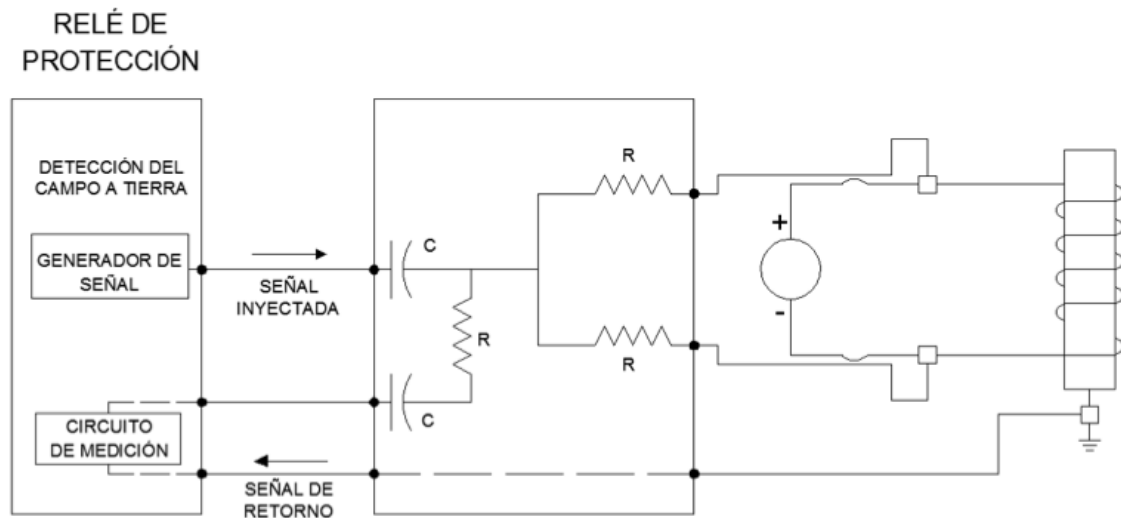


Figura 4.9 Esquema de protección de falla a tierra del devanado de campo 64R.

Fuente: IEEE Guide for AC Generator Protection

4.4.2 FALLAS EXTERNAS DEL SISTEMA DE POTENCIA

- Desequilibrio de las fases (secuencia de fase negativa).
- Cortocircuitos en la red.

4.4.2.1 DESEQUILIBRIO DE LAS FASES

Varias condiciones del sistema pueden llegar a producir componentes de corrientes de secuencia negativa o inversa, la misma que induce corrientes de doble frecuencia en la superficie rotórica. Causando altas temperaturas en tiempos cortos.

Entre las condiciones que pueden llevar a la presencia de estas corrientes están: fallas asimétricas, cargas desbalanceadas, circuitos abiertos, y la más severa es la falla fase – fase en el generador.

Los daños en el generador debido a la corriente de secuencia negativa son:

- Esfuerzos en los elementos superficiales del rotor, como resultado del efecto piel provocado por la corriente de doble frecuencia en el rotor.
- Calentamiento superior a los límites del rotor provoca dos modos de falla.
 - Sobrecalentamiento de las ranuras hasta llegar a romperse.
 - El calentamiento genera que los anillos de retención se expandan y floten libres del cuerpo del rotor, dando como resultado arqueos en los soportes.

a. Protección de desbalance de fase (46)

Usada para detectar la corriente de fase de secuencia inversa, que producen un flujo magnético en sentido opuesto al giro del rotor, por lo cual la velocidad relativa entre el flujo magnético y rotor, es el doble de la sincrónica.

Entre los efectos de las corrientes de secuencia inversa sobre el generador se tienen:

- Sobrecalentamiento del rotor, que puede conllevar a daño mecánico, pérdida del aislamiento y derretimiento de ciertas partes de metal.
- En generadores de polos salientes, la corriente inducida circula por la cara de los polos, y producen torque en sentido inverso al giro del rotor, lo cual produce vibración ya que la frecuencia es el doble de la fundamental.

Este tipo de corrientes se dan como resultado de condiciones de desbalance en el sistema como líneas sin transposición, cargas monofásicas, fallas bifásicas y monofásicas, fases abiertas, falla en el disparo de interruptores.

La falla más perjudicial es la de fase – fase por el calentamiento que produce en el rotor; la de fases abiertas pese a ser la menos severa es muy peligrosa ya que muchas de las veces no son detectadas por el equipo de protección.

El calentamiento del rotor que se produce por las corrientes inducidas es proporcional a la relación $k = I_2^2 t$ de donde:

I_2 = corriente de secuencia inversa (pu).

t = tiempo de duración de la corriente de secuencia inversa.

Los generadores son capaces de soportar un nivel de corriente de secuencia de fase inversa continuamente, existen normas internacionales como las **IEC60034-1** y **ANSI C50.13-1977** para diferentes tipos de generadores, que dan valores mínimos de resistencia a la corriente de secuencia negativa, a continuación en la tabla podemos observar estos datos para el generador de polos salientes.

Tipo de generador	I_2/I_n máximo para funcionamiento continuo	$(I_2/I_n)^2 t$ máximo para funcionamiento bajo condiciones de falla, K_g
Polo saliente:		
Refrigerado indirectamente	0,08	20
Estator y/o campo refrigerado directamente (enfriamiento interno)	0,05	15

Tabla 4.2 IEC60034-1 Niveles mínimos de resistencia a la corriente de secuencia inversa.

En cuanto a la calibración de la protección contra las corrientes de secuencia inversa, se emplea un relé de sobrecorriente de tiempo inverso.

El tiempo de actuación está dado por la relación:

$$t = \frac{k}{I_2^2}$$

Entonces se busca que la curva se asemeje lo máximo posible a la relación k . Con el empleo de relés digitales es posible seleccionar curvas de sobrecorriente que se ajustan perfectamente al valor k recomendado en la norma, además se tiene alta sensibilidad con la posibilidad de detectar circuitos abiertos en las fases



y corrientes de secuencia inversa inferiores al límite de operación continuo, donde la protección no debe realizar ninguna acción.

Para conseguir el ajuste de la protección 46 es necesario contar con los siguientes parámetros:

- Corriente I_{tap} .
- Dial, este valor tiene que desplazar la curva de ajuste por debajo del valor k .
- Un tiempo máximo de retardo en un rango entre los 10 a 990 segundos, es preferible siempre manejar el máximo valor permitido por el relé ya que de esta forma el operador puede corregir el problema y evitar el disparo de la máquina.
- El valor de alarma, debe estar al menos al 10% menor que la corriente máxima permitida en operación continua de la máquina, este dato lo brinda el fabricante, caso contrario se lo puede obtener de la norma antes mencionada.
- El valor de arranque, a partir de la cual el relé guarda el dato del valor k . Esta corriente debe considerar un margen de seguridad de al menos 10% la corriente de falla calculada.

b. Protección de sobrecorriente de secuencia de fase inversa 46OC

La protección de sobrecorriente de secuencia de fase inversa puede ser utilizada en coordinación con otros elementos de protección de sobrecorriente y de tierra, para así solucionar algunas dificultades que pueden presentarse en esquemas tradicionales de protección de sobrecorriente, donde los umbrales deben ser ajustados por encima del valor de carga máxima, limitando así la sensibilidad.

Es decir esta protección ofrece mejorar la sensibilidad a fallas fase – fase resistivas, e incluso para fallas fase – tierra. Es utilizada además para brindar protección de respaldo sensitiva para fallas bifásicas al igual que la protección de sobrecorriente dependiente de la tensión y la de mínima impedancia, que suelen ser usadas para dar respaldo a fallas de fase en la red.

Cabe recalcar que esta protección no proporciona protección de respaldo de la red para fallas trifásicas.

En ocasiones la corriente residual puede que no sea detectada por el relé de protección de tierra, debido a la configuración de la red, un claro ejemplo es cuando se tiene una protección de tierra conectada en el lado triángulo de un transformador Δ -Y, pues la protección de tierra es ineficaz para detectar esta falla en el lado estrella.

Sin embargo, ante cualquier condición de falla independientemente de la configuración de la red, existe una corriente de secuencia inversa en ambos lados del transformador, lo cual es aprovechado por una protección de sobrecorriente de secuencia de fase inversa para dar protección temporizada de respaldo, contra toda falla asimétrica no despejada aguas abajo.

Además es posible usar protección de sobrecorriente de secuencia inversa como respaldo a la protección térmica de secuencia de fase inversa, que normalmente



es aplicada en generadores sincrónicos para evitar condiciones peligrosas en la máquina por efecto de calentamiento en el rotor.

Incluso esta protección nos permite activar un umbral de alarma, indicando la presencia de corriente de secuencia inversa en la red, dando tiempo al operador de buscar la causa del problema.

4.4.2.2 CORTOCIRCUITOS EN LA RED

a. Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V

Esta protección da respaldo ante fallas fase-fase y fase-tierra, cuando la protección diferencial falla, para sistemas de distribución es muy común el empleo de relés de sobrecorriente para proteger los alimentadores, por esta razón la protección 51V es la mejor opción como protección de respaldo ya que facilita la coordinación entre las protecciones del sistema y las del generador.

El relé 51V opera en el momento que una corriente de falla circula por el devanado estático si se da el caso de que la protección 87G falle, este relé debe poder detectar la mínima corriente de falla que se produce por cortocircuitos trifásicos sostenidos en el transformador de unidad, con el regulador de tensión en modo manual, ya que la tensión interna es igual a la tensión en terminales para este caso.

Con un cortocircuito trifásico que no se despeja de manera adecuada, la corriente de falla es menor a la corriente nominal, ya que la tensión en terminales y la tensión interna son iguales a 1pu y la X_d reactancia sincrónica comúnmente es mayor a 1pu debido a lo cual no es posible usar relé de sobrecorriente convencional, ya que el relé operaría erróneamente es decir cuando se tenga la corriente nominal por los devanados. Para solucionar este problema se emplea la protección 51V, existiendo dos tipos de relés de sobrecorrientes dependientes de la tensión.

- **Relé de sobrecorriente controlada por tensión:** su actuación se basa en desactivar el disparo por sobrecorriente hasta que la tensión disminuya por debajo de un valor de ajuste previo, lo común es un valor del 80% del nominal.
- **Relé de sobrecorriente con restricción de tensión:** esta cambia el valor de ajuste de disparo, reduciéndolo en un factor k.

Cuando el generador es directamente conectado a una barra colectora, es preferible usar la protección de sobrecorriente controlada por tensión. En cambio el modo de protección restringida por tensión se considera el más conveniente para las aplicaciones en que el generador está conectado a la red por medio de un transformador.

Por esa razón se emplea el relé 51V en el modo de protección restringida por tensión.

4.4.3 CONDICIONES ANORMALES DE OPERACIÓN

- Salida de sincronismo (deslizamiento de polo o pérdida de sincronismo).
- Frecuencia baja y sobre frecuencia.



- Pérdida de excitación (pérdida de campo).
- Sobreexcitación.
- Potencia inversa (pérdida de motor primario).
- Energización inadvertida del generador.
- Falla del interruptor principal.

4.4.3.1 SALIDA DE SINCRONISMO

No es muy común aplicar protección contra la pérdida de sincronismo, cuando se tiene un generador manejado por un primotor. Ya que es poco probable que la máquina salga de sincronismo con otros generadores en la misma estación, claro o solo que exista pérdida del campo, en donde si se aplica la protección.

Cuando se tienen grupos síncronos-síncronos para la interconexión se requiere esta protección en los dos lados, y el relé debe mandar a abrir al interruptor principal ante esta falla.

a. Protección de pérdida de sincronismo (78)

Cuando el generador pierde el sincronismo se producen elevadas corrientes en el estator, opera a frecuencia diferente de la nominal, se producen daños en el eje y devanados amortiguadores.

Se puede llegar a dar pérdida de sincronismo por cortocircuitos que no son despejados a tiempo en la red, maniobras de interrupción y recierre en el sistema, bruscos incrementos de carga, entre otras causas. La respuesta del generador a estos eventos se refleja en la variación del ángulo de carga δ .

Para proteger a la máquina de la pérdida de sincronismo, esta se fundamenta en la medición de la impedancia vista desde terminales del generador.

Esta protección se basa en un diagrama de impedancia tipo mho, donde su característica se encuentra desplazada verticalmente sobre el eje real, comúnmente para asegurar que el relé operará para ángulos superiores a 120° , se lo ajusta para ver la reactancia tanto del transformador como la reactancia de eje directo del generador X_d .

La reactancia de la máquina depende del deslizamiento que se produce con la pérdida de sincronismo, por lo cual su valor varía desde X_d con deslizamiento cero, hasta X_d'' con deslizamiento del 100%.

Por lo general el valor del deslizamiento está entre 50% y 0,33%, en donde el valor de la impedancia es igual a $2X_d'$ lo cual se considera para el ajuste de la protección.

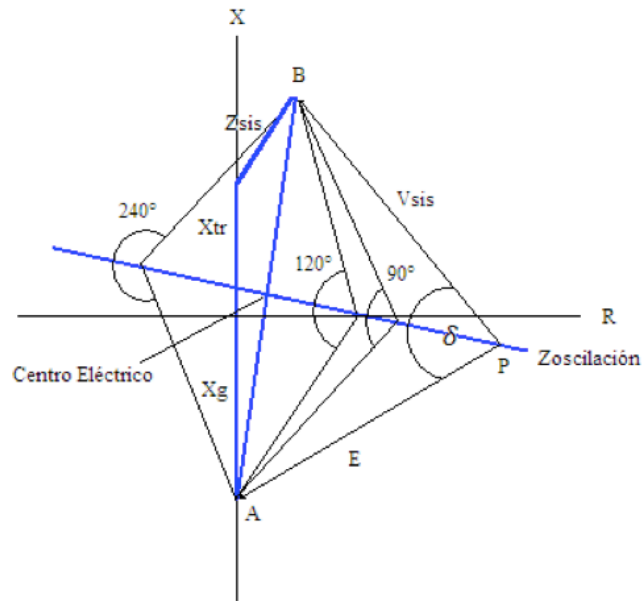


Figura 4.10 Lazo de impedancia.

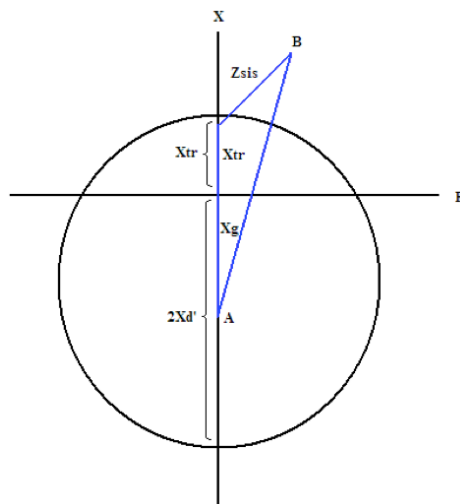


Figura 4.11 Diagrama tipo mho para detectar oscilaciones por pérdida de sincronismo.

Además del diagrama tipo mho se utilizan dispositivos de impedancia de blindaje para conseguir de una mejor manera diferenciar entre oscilaciones de potencia, cortocircuitos externos y una pérdida real de sincronismo, con lo cual se evita falsas actuaciones del relé.

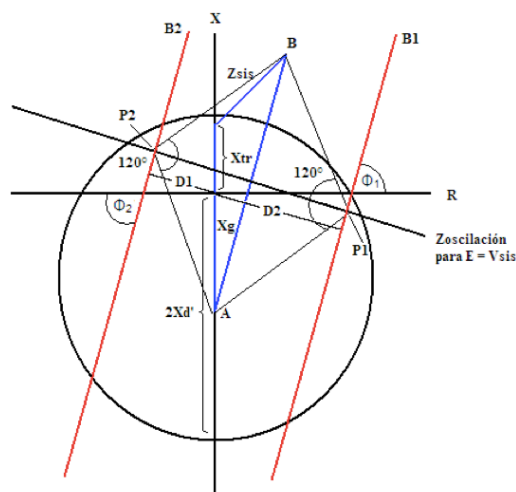


Figura 4.12 Diagrama tipo mho con dos elementos de blindaje B1 y B2.

Mediante el diagrama y con los elementos de blindaje B1 y B2 se asegura que la pérdida de sincronismo se da cuando la trayectoria de la oscilación de impedancia cruza primero por el relé de impedancia, luego por elemento de blindaje B1 y después por el B2, el disparo se produce cuando la impedancia sale del elemento de impedancia tipo mho, a un ángulo aproximado de 120° .

Se debe tomar en cuenta que las impedancias del transformador y del sistema estén en las bases del generador, así como referidos a los secundarios de los TC's y TP's.

Esta protección se descarta para los niveles de distribución ya que sirve para detectar deslizamiento de polo en grandes bloques de generación o en grandes sistemas, debido a las perturbaciones del sistema de potencia, se emplea más para la transmisión.

4.4.3.2 BAJA Y SOBRE FRECUENCIA

Dentro de lo que concierne al grupo turbina-generador, la frecuencia es de gran importancia, ya que la turbina y el generador están estrechamente relacionados por su acoplamiento y si se tiene una irregularidad en la frecuencia, esto podría derivar en grandes daños para el grupo.

Se tienen dos tipos de frecuencia anormal dentro del sistema de potencia, baja frecuencia y sobrefrecuencia.

La aparición de frecuencia baja ocurre como resultado de una repentina reducción en la potencia de entrada, por la desconexión de generadores o la pérdida de la interconexión.

La sobrefrecuencia se da cuando existe una pérdida súbita de la carga o incluso por desconexión del punto de acoplamiento.

La presencia de frecuencia anormal puede causar el disparo de generadores, apertura de las líneas de interconexión debido a la sobrecarga, inestabilidad y oscilaciones de potencia que llevan a separar partes del sistema.



Lo cual ha dado como resultado que las empresas implementen programas de corte de carga de manera automático para minimizar daños en los equipos e inestabilidad total de la red. Lo que realizan dentro de estos programas es:

- Quitar la carga necesaria para mitigar la sobrecarga en la generación conectada.
- Restaurar lo antes posible la frecuencia a un valor cercano al nominal.

Haciendo que el daño a las centrales de generación sea mínimo, reduciendo además las probabilidades que den eventos en cascada por la salida de alguna unidad. En una central de generación hay dos consideraciones importantes a tomarse en cuenta cuando se tiene frecuencia anormal:

- Proteger el equipo contra los posibles daños desencadenados por la presencia de esta frecuencia.
- Prevenir las salidas accidentales de la máquina o innecesarias, cuando se tiene una condición de frecuencia anormal que no excede los límites.

Cuando se tienen turbinas hidráulicas, estas pueden soportar desbalances de frecuencia mucho mejor que las turbinas de vapor o combustión. Sin embargo es necesario aplicar relés tanto de baja como de sobrefrecuencia.

Para la minicentral Gualaceo las protecciones de baja y sobrefrecuencia 81O y 81U respectivamente, serán empleadas únicamente en el relé de línea, por recomendación de la norma IEEE 1547.

4.4.3.3 PÉRDIDA DE EXCITACIÓN

Un generador síncrono al perder la excitación, empieza a operar como un generador de inducción, girando por sobre la velocidad síncrona, produciendo esta condición, que el estator del generador se pueda sobrecalentar debido a la sobrecorriente en los devanados. Las corrientes pueden llegar a valores entre 2 a 4 veces la nominal.

Si no es desconectada inmediatamente, la máquina al perder la excitación puede provocar inestabilidad para el sistema, por lo cual el relé de protección debe actuar rápidamente disparando el interruptor principal y el de campo.

El operador puede actuar en un lapso de 2 a 3 minutos antes del disparo automático, esto solo si las perturbaciones en el sistema no son una secuencia definitiva de pérdida de campo.

a. Protección de pérdida de campo (40)

Cuando ocurre algún problema en el circuito de excitación del generador esto provoca pérdida de campo y el generador empieza a recibir gran cantidad de potencia reactiva y opera en una zona de subexcitación lo cual puede conllevar a una pérdida de sincronismo. La pérdida de campo puede ocurrir debido a lo siguiente:

- Circuito abierto de campo.
- Cortocircuito en el devanado de campo.
- Disparo accidental del interruptor de campo.

- Falla en el sistema de control de regulación de tensión.
- Pérdida de campo del excitador principal

Al fallar la excitación la tensión interna de la máquina tiende a caer, si esta tensión es muy pequeña no es posible transmitir toda la potencia interna de la turbina, alterándose el equilibrio entre torque eléctrico y mecánico, como resultado se acelera la máquina y pierde sincronismo.

Problemas que se dan por pérdida de campo:

- Sobrecalentamiento de los devanados.
- Inestabilidad en el sistema: el incremento en la potencia reactiva requerida por el generador puede sobrecargar las líneas conllevando a que las protecciones de sobrecorriente disparen, alterándose la frecuencia y tensión.
- Pérdida de sincronismo.
- Colapso de tensión si el sistema no es robusto para entregar la potencia reactiva necesaria para mantener la excitación del generador.
- Daño térmico en el devanado de campo de generadores adyacentes que tienen que entregar la potencia reactiva requerida por el generador fallado.

Para proteger al generador de esta falla, se utiliza protección basada en la medición de la impedancia hacia el interior de la máquina cuando esta trabaja como generador de inducción.

Es muy común en la característica mho tener la circunferencia con las siguientes características:

$$Radio = X_d$$

$$Centro = \frac{1}{2}(X'_d + X_d)$$

Esto debe estar coordinado con el límite mínimo de la curva de cargabilidad del generador y además tener un retardo de tiempo para no actuar cuando se dan oscilaciones de potencia en el sistema.

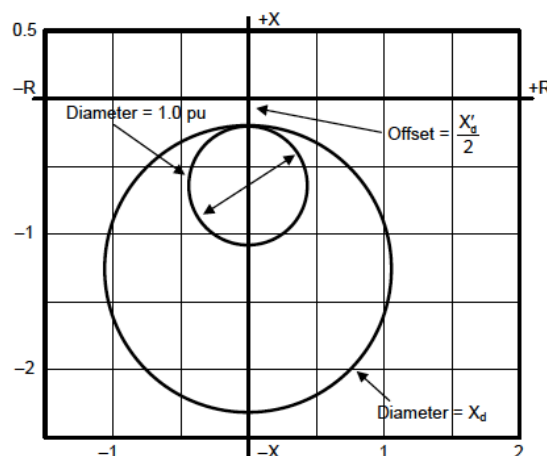


Figura 4.13 Diagrama tipo mho.



La zona de operación en el plano P-Q no debe traslapar con la zona de actuación del límite térmico de la curva de cargabilidad, debe actuar solo en la zona de subexcitación.

4.4.3.4 SOBREEXCITACIÓN

La sobreexcitación de la máquina se da cuando la relación tensión vs frecuencia (V/Hz) en los terminales del generador, sobrepasa los límites de diseño. Según lo establecido por la norma ANSI/IEEE para los generadores esta relación debe ser de 1.05 pu, en bases del generador.

Si se exceden los límites dados ya sea por la norma o el fabricante, se provoca saturación del núcleo magnético, además se inducen flujos de dispersión.

Este daño por sobreexcitación es más frecuente que ocurra cuando la unidad esta fuera de servicio antes de ser sincronizada; su probabilidad aumenta si se realiza la sincronización de forma manual por parte de los operadores, si las alarmas son inadecuadas o si los TP's están conectados erróneamente, ya que puede darse el caso de que la señal de tensión sea menor a la tensión real de la máquina.

El daño en el generador provocado por V/Hz excesivos es principalmente el que conlleva a sobrecalentamiento de sus componentes, que depende de la duración del evento.

Generalmente los fabricantes proporcionan las curvas del generador donde se muestran los límites de operación permisibles en relación porcentual de V/Hz y el tiempo.

a. Protección de sobreexcitación (24)

Es utilizada para evitar la saturación del núcleo del generador debido a la sobreexcitación durante el funcionamiento y parada.

Esta protección funciona de manera similar a un relé de sobrecorriente con la diferencia de que emplea como parámetro la relación V/Hz, va conectado a los terminales del generador para medir los valores de tensión y frecuencia y con ellos poder establecer la relación antes mencionada y así determinar la magnitud del flujo magnético que atraviesa al núcleo del generador.

Hay dos tipos de relés V/Hz, de tiempo definido y los de tiempo inverso. Al usar cualquiera de ellos, se debe evitar la operación de los equipos por encima de su curva de capacidad de corta duración.

Cuando se calibra el relé de sobreexcitación de tiempo definido, solo se debe considerar un parámetro de ajuste, el cual es el valor de arranque. Pero si se tiene uno de tiempo inverso, sus parámetros son el valor de arranque, y el Dial o tiempo de retardo.

La ventaja de usar relés digitales es que suelen tener disponible los dos tipos de curvas, tanto la de tiempo definido como la de tiempo inverso.

En la siguiente figura se observa la curva V/Hz típica para un generador.

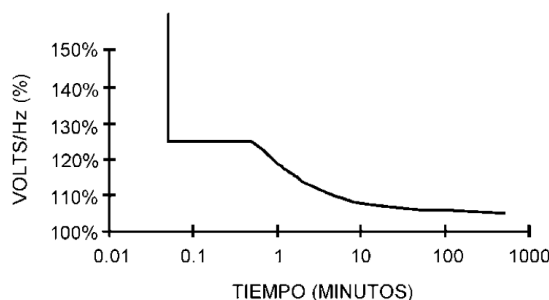


Figura 4.14 Curva típica de límite para la operación de V/Hz para un generador.¹⁷

4.4.3.5 POTENCIA INVERSA

La protección contra la potencia inversa tiene como objetivo proteger al primotor o al sistema, mas no al generador, sin embargo se la debe considerar ya que en ocasiones es conveniente para dar protección a turbinas hidráulicas no atendidas, contra la cavitación de los álabes.

a. Protección de potencia inversa (32)

Para detectar la pérdida de fuerza motriz lo cual causa la motorización de la máquina se tienen dos tipos de protección contra la motorización, la primera puede ser mecánica, la misma que incluye sensores de temperatura, de vibración indicadores de fluido en turbinas hidráulicas entre otros, y la segunda es eléctrica, dada por un relé que dispara cuando fluye potencia activa desde la red hacia el generador.

El generador puede llegar a la motorización entre otras razones cuando:

- La turbina no entrega la suficiente potencia activa demandada por las pérdidas eléctricas y mecánicas en la máquina, y el generador tiene que consumir esta potencia del sistema al cual está conectado.
- Por la pérdida repentina de la fuente mecánica cuando el generador aún se encuentra conectado a la red.

Esta protección tiene que ser muy sensible debido a que en generadores hidráulicos estos suelen requerir potencia de motorización pequeña, ventajosamente los relés digitales pueden detectar estos valores proporcionando la sensibilidad adecuada.

La potencia inversa trae graves problemas más para la turbina que para el generador, es así que cuando se tienen turbinas hidráulicas se generan problemas de cavitación en la parte posterior de las paletas.

La manera en la que la protección funciona contra la motorización es midiendo la potencia activa que fluye desde la red a la máquina cuando se supera el valor de ajuste, además opera con retardo de tiempo.

Esta potencia es calculada en los relés digitales, mediante las señales tanto de tensión como de corriente, medidas en los TC's y TP's respectivos, empleando la siguiente ecuación:

¹⁷ Tomado de: Tutorial IEEE de Protección de Generadores Sincrónicos. Pag. 36



$$P = V \times I \times \cos \phi$$

Donde: V = tensión del secundario del TP e I = corriente en el secundario del TC.

En el momento de la calibración del relé un valor típico de ajuste es del 50% o menos, de la potencia de motorización de la máquina.

4.4.3.6 ENERGIZACIÓN INADVERTIDA DEL GENERADOR

En el instante que un generador es energizado mientras está fuera de línea y girando, se convierte en un motor de inducción y puede llegar a dañarse en un tiempo muy corto (pocos segundos). Además puede presentarse daño en la turbina.

Ciertos errores de operación, el arqueado de los contactos del interruptor, funcionamiento inadecuado del circuito de control, entre otras causas, conllevan a que la máquina sea energizada accidentalmente.

Hay varios relés que pueden ser empleados dentro del esquema de protección para detectar la energización inadvertida los cuales son:

- Relé de potencia inversa.
- Relé de secuencia negativa.
- Fallo de interruptor.
- Protección de pérdida de campo.
- Relé de respaldo del sistema.

Algo curioso es que la protección debe estar activada únicamente cuando el generador esta fuera de servicio, al contrario que el resto de protecciones.

4.4.3.7 FALLA DEL INTERRUPTOR PRINCIPAL

Cuando el interruptor no abre adecuadamente tras una orden de apertura, esto conlleva algunas consecuencias, que producen daños, razón por la cual en el esquema de protecciones se debe tener una protección para aislar el generador cuando se produce fallo del interruptor por apertura.

Entre las razones por las que se da una falla de apertura de interruptor se tienen:

- Avería de varillas, daños mecánicos en general.
- El arco no se extingue por completo.
- Fallas en la comunicación para dar la orden de apertura.

a. Fallo del interruptor 50BF

Esta protección se puede usar para disparar los interruptores situados aguas arriba de la falla cuando los interruptores que debieron actuar no lo hicieron, para aislarla de manera adecuada. Además puede reiniciar los contactos de salida, asegurando así que las órdenes de bloqueo a las protecciones aguas arriba sean eliminadas.

Mecanismos de reinicio de los temporizadores de fallo interruptor: es común que se emplee elementos de mínima corriente con ajustes bajos en los



relés de protección para de esta manera indicar que los polos del interruptor han interrumpido la falla o de carga. Esto abarca lo siguiente:

- Cuando los contactos auxiliares del interruptor están averiados, o no puede confiarse en que realmente indiquen que el interruptor ha disparado.
- Cuando un interruptor ha comenzado a abrirse pero se ha atascado. Lo que provoca un arco eléctrico continuo en los contactos primarios,

El relé utiliza el funcionamiento de elementos de mínima corriente ($I <$) para detectar que los polos del interruptor han disparado y reiniciado las temporizaciones de fallo de interruptor. Sin embargo, estos elementos pueden no ser un método confiable de reinicializar el fallo interruptor en todas las aplicaciones.

4.5 FALLAS EN EL TRANSFORMADOR

Con diferencia de los generadores, en los cuales se presentan distintas anomalías, en los transformadores solo se dan cortocircuitos, circuitos abiertos y sobrecalentamiento de los bobinados.

Por lo general contra circuitos abiertos, no se proporciona protección, ya que este tipo de falla no es perjudicial, incluso en transformadores no atendidos tampoco se da protección contra sobrecalentamiento o sobrecarga. En su lugar se proporcionan alarmas con dispositivos térmicos para comandar ventiladores.

Lo que si se emplea es protección contra cortocircuitos en el transformador o en sus conexiones, y protección de respaldo contra fallas externas, mediante los relés digitales o electromecánicos, siendo protecciones eléctricas.

En ocasiones este tipo de protección resulta poco sensible ante pequeñas fallas dentro del transformador como lo son:

- Fallas entre espiras de una misma fase
- Fallas externas lejanas que no han sido despejadas a tiempo

Si el transformador continua operando en estas condiciones puede llegar a darse un daño parecido al de sobrecarga

Sin embargo existen protecciones mecánicas que logran cumplir con los mismos propósitos que la protección eléctrica, preservar la vida útil del transformador y detectan las fallas antes mencionadas.

Este tipo de protecciones se basan en la:

- Acumulación de gas debido a la descomposición del aceite cuando se produce una falla interna, pueden detectar el calentamiento producto a la alta resistencia en las uniones o por corrientes parásitas en el laminado del núcleo.
- Aumento en el nivel de aceite o presión del gas, resultado de fallas internas del transformador
- Sobrecalentamiento de los devanados y del aceite aislante

En el cual el análisis del transformador de potencia no emplea protección eléctrica mediante un relé independiente, sino mediante un relé Buchholz, es decir mediante protección mecánica, razón por la cual a continuación se estudia a este relé.

4.6 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR MEDIANTE RELÉ BUCHHOLZ

El relé Buchholz es una combinación del relé de acumulación de gas y el de presión, este tipo de relé únicamente se usa en transformadores en los cuales existe un tanque lleno de aceite, con un tubo encargado de unir el tanque a uno auxiliar, que actúa como cámara de expansión. Su mayor ventaja es la gran sensibilidad con la que cuenta.

En la tubería entre el tanque principal y el auxiliar se encuentran dos elementos del relé:

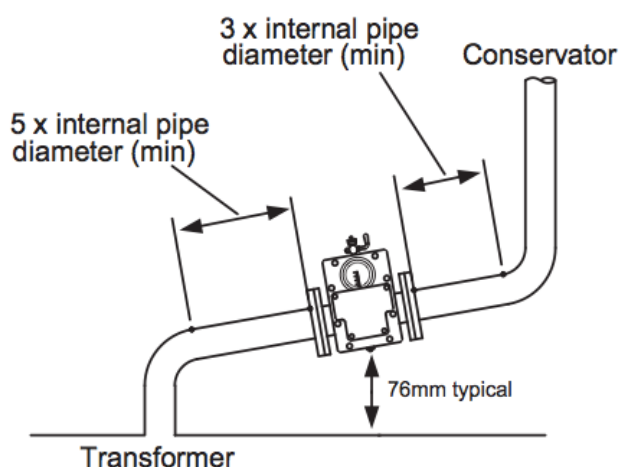


Figura 4.15 Disposición de montaje del relé Buchholz.

Fuente: Network Protection & Automation Guide-Alstom.

- **Una cámara de recolección de gas** en la cual se acumula el gas originado por la descomposición lenta del aislamiento en presencia de un pequeño arco eléctrico. Tras haberse acumulado cierta cantidad de gas, se cierra un contacto, y dispara una alarma. Este gas acumulado puede ser extraído mediante un analizador de gas, (el cual no pertenece al relé Buchholz) para determinar la clase de aislamiento que está siendo afectado, mediante el análisis del color del gas, y saber si el deterioro pertenece al aislamiento de la laminación, de un perno del núcleo etc.
 - Gas de color blanco se da por la destrucción del papel.
 - Gas de color amarillo, resulta de la destrucción de piezas de madera.
 - Gases negros o grises se generan de la descomposición del aceite.
 - Gas de color rojo, por el aislamiento de los bobinados
- **Una válvula** cuyo funcionamiento se da por el paso del aceite a través de la tubería en el momento de darse una falla severa, y que cierra los contactos que disparan los interruptores del transformador.

Este relé puede detectar cortocircuitos entre espiras, entre arrollamientos, entre el arrollamiento y el núcleo, interrupción de una fase, sobrecargas, pérdidas de aceite etc. Generalmente los tiempos de actuación del relé están entre 0,05 y 0,1



segundos, considerados como los elementos más útiles para la protección de transformadores con tanque conservador.

4.7 FALLAS EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Por lo general las fallas que se presentan en líneas de transmisión son transitorias, pero en ocasiones se tienen fallas permanentes que dan lugar a pérdida del servicio, inestabilidad en la red, perturbaciones que pueden causar daños en los equipos conectados al sistema.

Las fallas que se pueden presentar en las líneas de transmisión, dependen de diferentes factores, a continuación se mencionan algunos de ellos:

- Diseño y configuración de las líneas, pudiendo ser líneas paralelas en configuración doble o múltiple.
- Existencia o no de simetría en el tendido.
- Puesta a tierra de las torres.
- Presencia de vegetación cercana.
- Posibilidad de ocurrencia de incendios.
- Clima.

Entre las fallas más comunes que se dan en cuanto a líneas de transmisión se tienen:

- **Descargas a tierra:** que generalmente se producen por caídas de rayos en los conductores o también en el hilo de guarda, cortocircuitos a tierra provocados por incendios, rotura de conductores, deterioro de aisladores debido a la humedad del ambiente y a la lluvia, descargas producidas por la alta vegetación, presencia de aves y nidos sobre los aisladores.
- **Fallas entre fases:** comúnmente se producen por el acercamiento de los conductores en presencia del viento en especial en transposiciones.
- **Fallas bifásicas a tierra:** por lo general se dan debido a la propagación de alguna falla monofásica a otra fase, explosión de elementos como descargadores, TC's etc., afectando a la fase adyacente.
- **Fallas trifásicas:** son las menos probables ya que derivan muchas de las veces de una falla monofásica, se pueden dar por errores de operación, caída de torres.

4.8 PROTECCIONES NECESARIAS A SER EMPLEADAS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

En las líneas de transmisión se debe elegir y ajustar de manera adecuada las protecciones para que sean selectivas, sensibles y sobre todo actúen con gran rapidez, para poder discriminar de manera eficaz entre fallas de origen transitorio y fallas permanentes.

Comúnmente se emplea protección de sobrecorriente, protección de distancia, y protección diferencial.

4.8.1 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE

Es la más común y barata sin embargo la más difícil de aplicar ya que necesita ser reajustada de manera continua cuando hay cambios en el sistema, por lo general se la usa para protección de fallas de fase o de tierra.

La operación y su sensibilidad en cuanto a la actuación dependen de dos parámetros:

- **Corriente mínima de operación (pickup):** es el valor que produce el cambio de estado del relé.
- **Característica de tiempo de operación:** dependiendo de este parámetro se los puede clasificar de la siguiente manera.

- Instantáneos
- Retardados
 - tiempo definido
 - tiempo inverso
 - inverso
 - muy inverso
 - extremadamente inverso

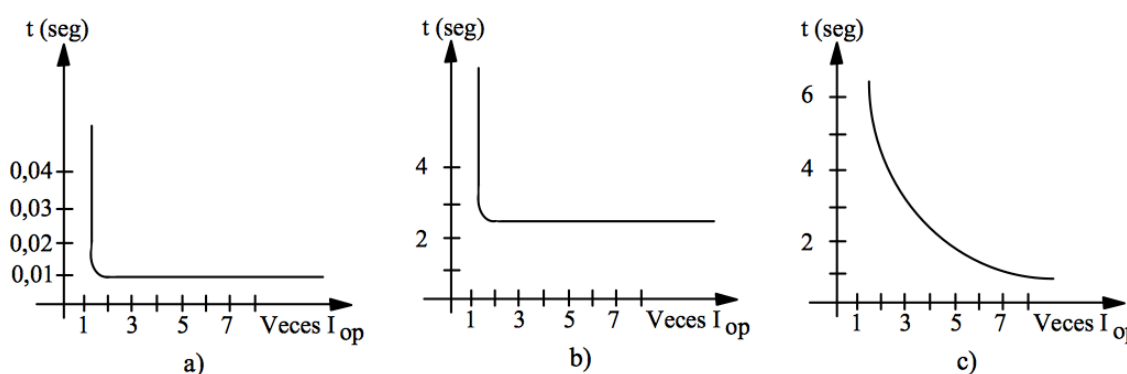


Figura 4.16 Curvas de tiempo-corriente de relés: a) Instantáneo; b) Tiempo definido; c) Tiempo inverso.¹⁸

Típicamente esta protección se emplea en configuraciones radiales, ya que para redes en las cuales se tiene alimentación desde ambos extremos de la línea, se emplean relés de sobrecorriente direccional

Una desventaja de esta protección es que pierde sensibilidad y no actúa cuando algunas corrientes de falla son inferiores a la corriente máxima de carga.

4.8.2 PROTECCIÓN DE DISTANCIA

A este relé también se lo conoce como relé de impedancia, es una protección más costosa que la de sobrecorriente, sin embargo tiene como ventaja el ser independiente de la magnitud de la corriente de falla, depende únicamente de la

¹⁸ <http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Protecciones/6PROTECCIONESCAPITULO3.pdf>



impedancia de la línea, la cual es constante y no se ve afectada por cambios en el sistema debido a las fuentes y sus impedancias.

Sus características se pueden describir mediante el diagrama R-X y se ajusta de acuerdo a las impedancias de la línea.

En condiciones normales de operación la impedancia es alta y resistiva, en el momento de darse una falla esto cambia, resultando en impedancia baja y reactiva. Este súbito cambio determina la presencia de una falla y si se encuentra dentro de la zona de protección.

Emplea la corriente y tensión al comienzo de la línea en un esquema de comparación para poder determinar la localización de la falla.

Para ajustar un relé de distancia es necesaria la siguiente información:

- Topología de la red asociada a la línea.
- Impedancias de la línea, tanto de secuencia positiva como de secuencia cero. Si están en pu es necesario los datos de base ya sea de la impedancia o de potencia (MVA) y tensión (kVA).
- Longitud de la línea.
- Ubicación de los TP's
- Datos de la relación de transformación de los TC's y TP's conectados a la red.
- Los ajustes de tiempo para protecciones de los circuitos adyacentes que no están incluidos en la zona de protección de distancia.

Los relés de distancia usan generalmente 3 zonas de protección con dirección a la falla, en los digitales se puede tener hasta 5 zonas incluyendo dirección opuesta es decir operan hacia atrás.

Los ajustes típicos para cada zona son:

- Zona 1: 80% al 85% de la impedancia de secuencia positiva de la línea.
- Zona 2: 120% de la impedancia de la línea
- Zona 3: 100% de la línea protegida más 125% de la línea adyacente más larga.

El ajuste de las temporizaciones es:

- Zona 1: tiempo instantáneo.
- Zona 2: entre 0,25 y 0,4 segundos.
- Zona 3: entre 0,6 a 1 segundo



CAPÍTULO 5

5 MODELAMIENTO Y ANÁLISIS DE FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

5.1 INTRODUCCIÓN

Usualmente los sistemas eléctricos de potencia a nivel de distribución tienen la característica de ser radiales, la topología está directamente relacionada a la magnitud y tipo de carga, además de la confiabilidad de suministro que está requiere, esto impone pautas de control y protección, limitando su operación.

En el caso de sistemas de transmisión y subtransmisión por encima del nivel de media tensión, los análisis y estudios resultan más sencillos de realizar, debido a que son relativamente balanceados, empleando métodos para la simulación unifilares, los cuales por la topología y características del sistema llegan a converger en forma rápida.

En sistemas de distribución con topologías radiales, alta dispersión de carga, desbalances y relaciones de impedancias X/R muy bajas, se emplean métodos de simulación alternos como ***backward y forward sweep***, estos métodos consideran los desbalances y permiten una convergencia más rápida.

Las mayores consecuencias de un cortocircuito se debe a los efectos de la sobrecorriente durante la falla, pudiendo experimentarse corrientes con magnitudes en el orden de 25 veces los valores nominales, y en el caso que se permita que estas corrientes circulen por un período prolongado, se ocasionaría un serio daño térmico al equipo llegando a provocar deformaciones o destrucción, y en muchos casos se puede tener problemas de estabilidad en el funcionamiento del SEP.

A su vez el cortocircuito puede provocar una alteración de otros parámetros del sistema como la disminución de tensión, la cual limitaría que el resto del sistema de distribución una disminución en la capacidad de transferir potencia, poniendo en riesgo la estabilidad si la falla no es despejada en forma rápida y oportuna.

5.2 SOFTWARE DE SIMULACIÓN

Para facilitar el estudio del alimentador se emplea el software CYME – CYMDIST versión 5.04r05, este es un software normalizado en todo el país para el análisis de los sistemas de distribución; esta es una herramienta informática versátil que permite hacer estudios completos de flujos de potencia, cortocircuitos, y otros más. Tal como se muestra en la *Figura 5.1*; en nuestro caso el software se emplea para realizar la distribución de la demanda y los estudios de flujos de potencia y cortocircuitos.

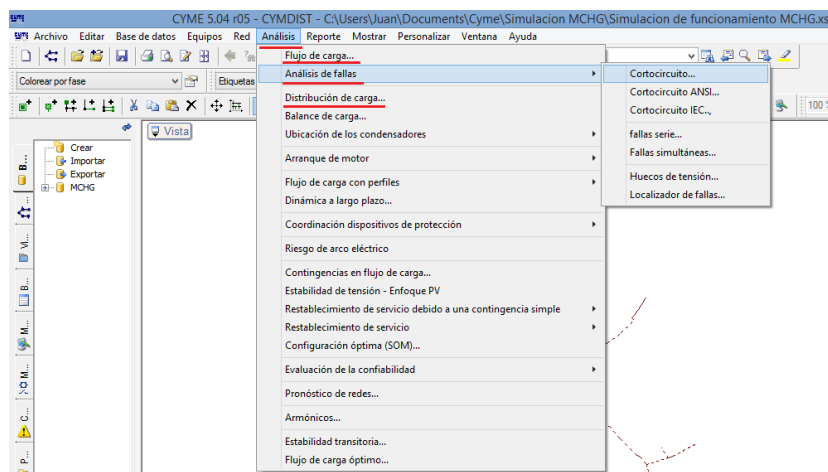


Figura 5.1 Entorno de trabajo análisis de diferentes casos en el Software CYMDIST.

Fuente: Captura Software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

5.2.1 MÉTODO DE DISTRIBUCIÓN DE CARGA.

Antes de empezar cualquier estudio, sobre un sistema con su base de datos definida, se realiza una distribución de carga para que todos los parámetros se distribuyan en el alimentador en función de la capacidad instalada, en este proceso no deben participar nuevos generadores que vaya a ingresar a la red, con la finalidad de no afectar el comportamiento real, el cuadro de ajuste se muestra en la *Figura 5.2*.

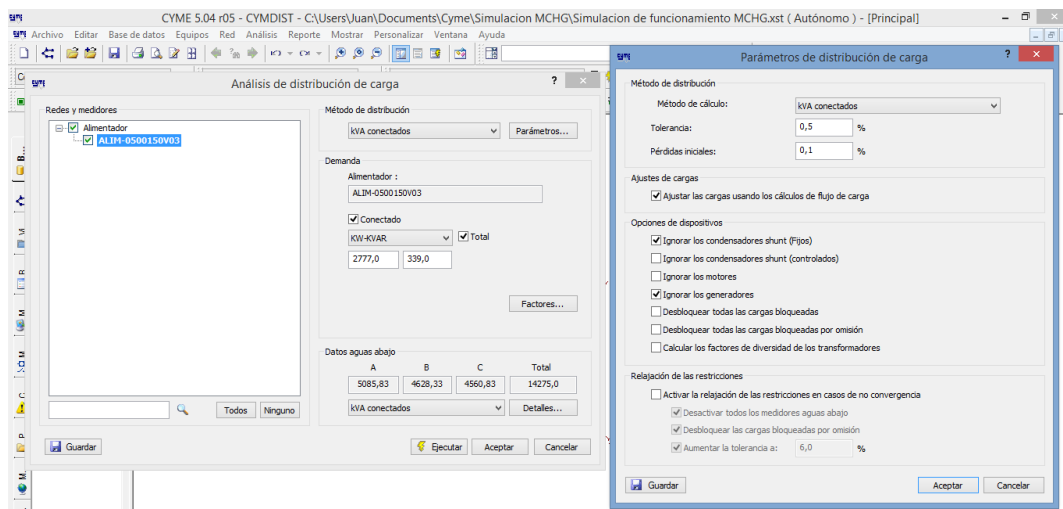


Figura 5.2 Entorno de trabajo para la distribución de carga el Software CYMDIST.

Fuente: Captura Software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

5.2.2 SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

El software tiene varias opciones para hacer un estudio de flujos de potencia, El módulo Flujo de carga de CYME proporciona al usuario algoritmos de solución para las redes equilibradas y desequilibradas tal como se muestra en la *Figura 5.3*.

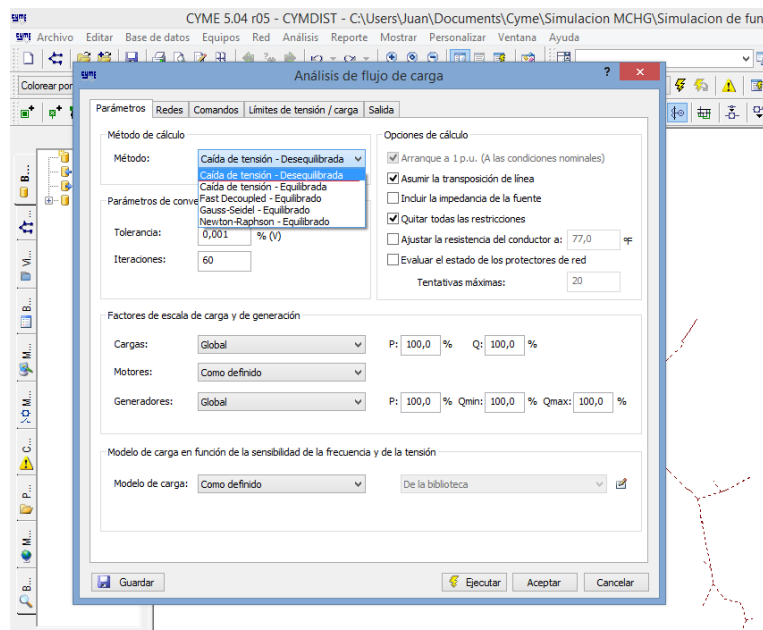


Figura 5.3 Entorno de trabajo para la simulación de flujos de carga en el Software CYMDIST.

Fuente: Captura Software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

Cuando se trata de redes Desequilibradas, se usa el método de cálculo de Caída de tensión basado en las iteraciones de corriente conocido como método de barrido *backward* y *forward sweep*, como algoritmo de resolución. En redes Equilibradas el usuario tiene la opción entre los siguientes métodos de cálculo como: Caída de tensión, Fast Decoupled, Full Newton-Raphson y Gauss-Seidel.

Esta simulación permite obtener reportes detallados o resumidos según sean los requerimientos del estudio.

5.2.2.1 TÉCNICA EMPLEADA EN EL MÉTODO DE CAÍDA DE TENSIÓN

El *análisis de flujo de carga* de un alimentador de distribución radial requiere una técnica iterativa específicamente diseñada y optimizada para redes radiales. El método de *análisis de caída de tensión* incluye un algoritmo completo equilibrado trifásico que calcula las tensiones de fase, los flujos de potencia y las corrientes incluyendo la corriente neutra.

La técnica de cálculo de caída de tensión calcula las tensiones desde el nodo fuente hasta los más lejanos, y los flujos de potencia desde los nodos más lejanos hasta el nodo fuente o referencial, en cada tramo se realizan los cálculos con 10 o menos iteraciones, este método es conocido como barrido (*backward* y *forward sweep*). La simulación devuelve los resultados cuando ninguna tensión calculada de cualquier tramo de la red seleccionada cambia de una iteración a la siguiente en más que su tolerancia de cálculo permitida.

En ciertos casos es posible que el cálculo no converja a una solución debido a datos erróneos como una impedancia demasiado elevada o a una configuración peculiar de red. Si durante el proceso de cálculo, la tensión de un tramo cae por debajo del límite de tensión especificado, en la próxima iteración todas las cargas de dicho tramo se convierten en impedancias constantes.



Convertir la carga de este modo no afecta los datos de la carga de manera permanente. Es solo una manera de ayudar a que el cálculo converja en una “solución” en vez de no dar ningún resultado, pudiendo emplearse esta solución (artificial) para identificar áreas o tramos problemáticos.

Cuando se opta por ejecutar una Caída de tensión balanceada, el cálculo se ejecuta considerando que la carga en cada tramo está igualmente distribuida entre las fases disponibles. Esto no cambia los datos de la carga ingresados en el cuadro de diálogo.

5.2.3 SIMULACIÓN DE FALLAS Y CORTOCIRCUITOS

El *análisis de fallas* proporciona una serie de herramientas que ayudan a los ingenieros especializados en redes eléctricas a estudiar el impacto de las fallas que pueden producirse en sus redes, ayudando ha:

- Diseñar y seleccionar los aparatos de corte (interruptores automáticos, equipos de conexión, etc.)
- Determinar los ajustes de los dispositivos de protección del sistema (fusibles, relés, etc.)
- Determinar el efecto de las corrientes de falla sobre los diferentes componentes de sistema como los cables, líneas, barras, transformadores, etc.
- Evaluar el efecto de los distintos tipos de cortocircuitos de diferente gravedad sobre el perfil de tensión global del sistema.

El *análisis de cortocircuito* constituye una herramienta de gran utilidad, ya que calcula las corrientes de falla máximas y mínimas en cada tramo de la red, también se puede determinar el impacto de una falla simple (Flujo de falla) en una parte de la red seleccionada a nivel de toda la red.

El menú *análisis de fallas* también incluye otras herramientas que ayudan a localizar e identificar las fallas eficazmente como por ejemplo: análisis de huecos de tensión, localizador de fallas, análisis de fallas en serie y fallas simultáneas.

Al calcular los niveles de cortocircuito en todas las barras y nudos, el cálculo de cortocircuito convencional no sigue las recomendaciones de ninguna norma particular y se basa en los siguientes postulados:

- La tensión de antes de la falla a considerarse por el usuario entre las opciones de usar la tensión nominal, la tensión de servicio o la tensión obtenida de la resolución de un flujo de carga.
- La inclusión de la contribución procedente de los motores y generadores es opcional, salvo la de los generadores de fuente y “swing” que se incluyen automáticamente.
- El usuario puede escoger utilizar las impedancias subtransitorias, transitorias o de régimen permanente para calcular la corriente de falla.

Al calcular el cortocircuito en el dominio de fase, se emplea el método de análisis nodal aumentado modificado. Este método se basa en el enfoque de matriz porosa. Al calcular el flujo de falla resultante en una ubicación determinada, las siguientes suposiciones y limitaciones están presentes:



- El usuario define la tensión de prefalla que se considera en el cálculo entre las opciones: tensión nominal, tensión de servicio y tensión obtenida a partir de un análisis de un flujo de carga.
- Los motores se consideran fuentes de inyección de corriente en serie con las impedancias (transitoria, subtransitoria o en régimen permanente) seleccionadas del motor específico.
- Al igual los generadores, durante la falla, son representados por sus impedancias (transitoria, subtransitoria o en régimen permanente) seleccionadas.
- La fuente del diagrama unifilar se considerará como fuentes infinitas limitadas solo por su impedancia conectada en serie.
- Los dispositivos de protección (fusibles, reconectores) no pueden reaccionar lo suficientemente rápido así que se les considera “fijos”. Esto se aplica también a los equipos automatizados (cambiadores de toma bajo carga (LTC), control automático de ganancia (AGC), etc.).

Esta simulación también permite obtener diferentes tipos de reportes en función de los requerimientos del momento.

5.3 MODELACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

5.3.1 OPERACIÓN DEL SISTEMA

La concepción de los esquemas del sistema eléctrico en los cuales se pretenden integrar fuentes de generación cerca de los puntos de consumo, es decir a nivel de distribución, presupone condiciones de operación variables, debido a los flujos bidireccionales y cuando se presentan fallos en el sistema con las fuentes cerca del punto de fallo. Esta situación ha llevado a que la IEEE establezca el estándar IEEE 1547™ “Estándar para la interconexión de recursos distribuidos con el sistema eléctrico de potencia”.

5.3.1.1 LOS REQUISITOS PARA LA INTERCONEXIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA

Bajo condiciones normales especificadas en el estándar 1547™ de IEEE los requisitos para la interconexión son:

- La regulación de tensión en sistema después de instalar la generación distribuida es de $\pm 5\%$ en una base de 120 voltios a la entrada del servicio.
- La unidad de generación no debe causar la fluctuación de tensión en el punto de conexión común. El nivel de fluctuación debe permanecer dentro de un $\pm 5\%$ del nivel de tensión que prevalece en el sistema eléctrico de potencia local.

Los requisitos para la interconexión de la generación distribuida bajo condiciones anormales especificadas en el estándar 1547 de IEEE son:

- La unidad de generación no debe energizar el área del sistema eléctrico de potencia (SEP) cuando el área está fuera de servicio.
- El sistema de interconexión debe poder soportar la caída de tensión.
- Una falla en el generador no debe causar fallos en la operación normal de la red.



5.3.1.2 OPERACIÓN ÓPTIMA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La unidad de generación debe dejar de energizar el área que este alimentando en caso de fallas, en un periodo de tiempo específico, sin causar problemas en la calidad de la energía, es decir, los límites de inyección de corriente armónica y las tensiones armónicas resultantes, no deben ser más altos que los tolerables. Además cuando la frecuencia no está dentro de los límites establecidos debe desconectarse el generador en menos de 16 ms.

Cuando se detecta una avería en la generación distribuida, se debe desconectar del punto de acoplamiento, debiendo la empresa distribuidora servir al total de la demanda. También se establece la salida de servicio si el generador no puede soportar las demandas de potencia del sistema de distribución (aparte de la carga local) debe darse una desconexión rápida.

Además de esta normativa internacional se debe cumplir con la Regulación CONELEC N° 004/01: Calidad de Servicio Eléctrico de Distribución y otras normativas, en las cuales se hacen referencia a los valores referenciales en los cuales debe funcionar el sistema, con el fin de precautelar la calidad del producto.

a. Variaciones de tensión en estado estable

➤ Regulación y nivel de tensión

Las variaciones de tensión admitidas en el Ecuador, con respecto de su valor nominal se señalan en la regulación CONELEC N° 004/01 y se muestra a continuación en la *Tabla 5.1*, estas variaciones de tensión eficaz son permisibles a larga duración.

La norma ANSI C84.1 especifica las tolerancias en la tensión en estado estable en SEP. Una variación de tensión se considera de larga duración cuando excede el límite de más de un minutos establecido por la ANSI. Debe prestarse atención a los valores fuera de estos rangos.

	Desviación
Alto tensión	$\pm 5,0 \%$
Medio tensión	$\pm 8,0 \%$
Bajo tensión. Urbanas	$\pm 8,0 \%$
Bajo tensión. Rurales	$\pm 10,0 \%$

Tabla 5.1 Regulación de tensión permitida.

Fuente: Regulación CONELEC N° 004/01.

➤ Distorsión armónica

Para efectos de calidad se consideran todos los fenómenos que produzcan distorsión de la forma de la onda de tensión, ya sean armónicos o interarmónicos, componentes de corriente continua y ruidos. En el caso de la norma **IEEE Std 1159 – 1995: Práctica recomendada para el Monitoreo de la Calidad de Energía Eléctrica** se indica algunos límites mostrados a continuación en la *Tabla 5.2*.

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	PORCENTAJE DE TENSIÓN
Desplazamiento de C.D.		Estado Estable	0 - 0,1%
Armónicos	0 - 6 kHz	Estado Estable	0 - 20%
Interarmónicos	0 - 6 kHz	Estado Estable	0 - 2%
Ruidos	Banda - ancha	Estado Estable	0 - 1%

Tabla 5.2 Rangos de distorsión aceptables en la forma de onda.

Fuente: IEEE Std 1159 - 1995.

La normativa ecuatoriana impone límites definidos para los armónicos más importantes en forma detallada, además de determinar el valor máximo que deberá alcanzar la distorsión armónica total (THD por sus siglas en inglés) en la *Tabla 5.3* se muestran los valores que se han tomado de la regulación CONELEC N° 004/01.

ORDEN (n) DE LA ARMONICA Y THD	TOLERANCIA $ V_i $ o $ THD $ (% respecto al tensión nominal del punto de medición)	
	V > 40 kV (otros puntos)	V ≤ 40 kV (trafos de distribución)
Impares no múltiplos de 3		
5	2.0	6.0
7	2.0	5.0
11	1.5	3.5
13	1.5	3.0
17	1.0	2.0
19	1.0	1.5
23	0.7	1.5
25	0.7	1.5
> 25	$0.1 + 0.6 \cdot 25/n$	$0.2 + 1.3 \cdot 25/n$
Impares múltiplos de tres		
3	1.5	5.0
9	1.0	1.5
15	0.3	0.3
21	0.2	0.2
Mayores de 21	0.2	0.2
Pares		
2	1.5	2.0
4	1.0	1.0
6	0.5	0.5
8	0.2	0.5
10	0.2	0.5
12	0.2	0.2
Mayores a 12	0.2	0.5
THD	3	8

Tabla 5.3 Límite de armónicos permitidos en el sistema.¹⁹

➤ Desbalance

El desequilibrio de tensiones en un sistema eléctrico se detecta mediante su componente de secuencia negativa respecto de secuencia directa, ocurre cuando las tensiones no son iguales, además se recomienda que el desequilibrio de tensiones u_N sea menor al 2%, según se establece en la norma IEEE Std 1159 y se plantea la forma de medirlo como:

¹⁹ Tomado de la Regulación CONELEC N° 004/01.

$$u_N = \frac{|U^-|}{|U^+|} = \frac{\sqrt{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}}{\sqrt{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \times 100 \%$$

$$\beta = \frac{U_{AB}^4 + U_{BC}^4 + U_{CA}^4}{(U_{AB}^2 + U_{BC}^2 + U_{CA}^2)^2}$$

b. Perturbaciones de tensión²⁰

➤ Transitorios

Los transitorios en la onda de tensión son eventos ya sean impulsivos u oscilatorios, que tienen una muy corta duración, algunos de ellos pudiendo ser detectados únicamente por instrumental muy especializado.

▪ Transitorios Impulsivos

Se presenta como un cambio súbito y unidireccional (positivo o negativo) en la condición de estado estable de la tensión, la corriente o ambos y de frecuencia diferente a la frecuencia del sistema de potencia, su amplitud es muy alta pero son de muy corta duración, con tiempos de ascenso de 1 a 10 µseg y descenso de 20 a 150 µseg, similar a la onda impulsiva de un rayo, además de esto su contenido espectral es muy característico.

▪ Transitorios Oscilatorios

Son cambios súbitos en condición de estado estable al igual que los transitorios impulsivos pero con polaridades positivas y negativas y de frecuencia diferente a la frecuencia de operación del sistema. Este tipo de transitorio se clasifica en función de su frecuencia; en la *Tabla 5.4* se muestra la clasificación de transitorios en función de la norma IEEE Std 1159.

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	PORCENTAJE DE TENSIÓN
IMPULSIVOS			
Nanosegundos	5 ns rise	< 50 ns	
Microsegundos	1 µs rise	50 ns - 1 ms	
Milisegundos	0,1 ms rise	> 1 ms	
OSCILATORIOS			
Baja Frecuencia	< 5 kHz	0,3 - 50 ms	0 - 4 pu
Media Frecuencia	5 - 500 kHz	20 µs	0 - 8 pu
Alta Frecuencia	0,5 - 5 MHz	5 µs	0 - 4 pu

Tabla 5.4 Transitorios presentes en la onda de tensión.

➤ Sags

Se define como un hueco o caída de tensión de corta duración en el cual se produce una reducción de la tensión eficaz, que puede deberse a una falla, sobrecarga o un arranque de grandes motores eléctricos en el sistema.

El sag se produce cuando la tensión eficaz decae a valores entre el 10 % y el 90 % con respecto a la tensión nominal, pudiendo durar entre de 0,5 ciclos y unos

²⁰ Tomado de IEEE Std 1159 – 1995: Práctica recomendada para el Monitoreo de la Calidad de Energía Eléctrica

pocos segundos, como se aprecia en la *Figura 5.4*, en el caso de extenderse la duración de un sag se le denomina como "hundimiento sostenido".²¹

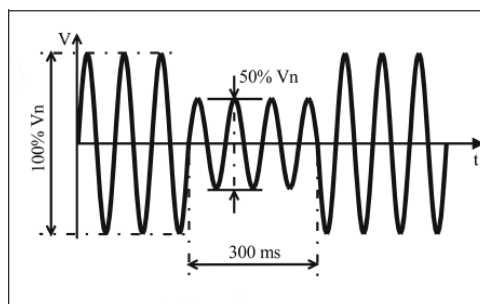


Figura 5.4 Producción de un sag en la onda de tensión.²²

El término "sag" no deben confundirse con baja tensión que es la reducción de la tensión durante minutos u horas, o con un transitorio el cual es una reducción de tensión de muy corta duración menos de $\frac{1}{2}$ ciclo. En la norma IEEE Std. 1159 se definen tiempos y valores de sag que se pueden encontrar en un sistema, los cuales se muestran en la *Tabla 5.5*.

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	PORCENTAJE DE TENSIÓN
Sag (Valles)	Instantáneo	0,5 - 30 ciclos	0,1 - 0,9 pu
Sag (Valles)	Momentáneo	30 ciclos - 3 s	0,1 - 0,9 pu
Sag (Valles)	De corta duración	3 s - 1 min	0,1 - 0,9 pu
Baja Tensión	De larga duración	> 1 min	0,8 - 0,9 pu

Tabla 5.5 Clasificación de sags y de baja tensión encontrados en la onda de tensión.

➤ Swells

Este es un comportamiento opuesto al sag, considerado como un incremento de tensión momentáneo, mostrado en la *Figura 5.5*, el mismo que se produce cuando cae la carga servida en forma abrupta. En la norma IEEE Std. 1159 se definen tiempos y valores de swells permisibles en un sistema, los cuales se muestran a continuación en la *Tabla 5.6*.

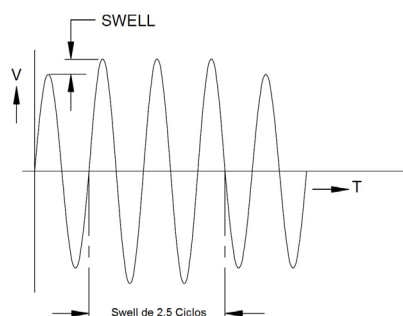


Figura 5.5 Producción de un swell en la onda de tensión.²³

21 Vijayaraghavan, G, Mark Brown and Malcolm Barnes (2004). Practical grounding, bonding, shielding and surge protection. Oxford: Newnes. p. 134.

22 <http://www.ipqdf.com/technical-methods-for-the-prevention-and-correction-of-voltage-sags-and-short-interruptions-inside-the-industrial-plants-and-in-the-distribution-networks/>

23 <http://ingenieriainternacional.mx/ingenieria-internacional-e-informatica-sabias-que/calidad-de-energia/>

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	PORCENTAJE DE Tensión
Swell (Crestas)	Instantáneo	0.5 - 30 ciclos	1,1 – 1,8 pu
Swell (Crestas)	Momentáneo	30 ciclos - 3 s	1,1 – 1,4 pu
Swell (Crestas)	De corta duración	3 s - 1 min	1,1 – 1,2 pu
Sobre Tensión	De larga duración	> 1 min	1,1 – 1,2 pu

Tabla 5.6 Clasificación de swells y de sobre tensión presentados en la onda de tensión.

c. Interrupciones

Una interrupción ocurre cuando la tensión o la corriente de la carga disminuyen a menos de 0,1 pu, pudiendo deberse a fallas en el sistema, equipos averiados o son resultado del mal funcionamiento de los sistemas de control y mala operación del sistema. Las interrupciones se caracterizan por su duración ya que la magnitud de la tensión es siempre inferior al 10% de su valor nominal. La *Tabla 5.7* muestra la clasificación de las interrupciones consideradas en la norma IEEE Std 1159.

CATEGORÍAS	CONTENIDO ESPECTRAL	DURACIÓN	PORCENTAJE DE Tensión
Interrupciones	Instantáneo	0.5 ciclos - 3 s	< 0.1 pu
Interrupciones	De corta duración	3 s - 1 min	< 0.1 pu
Interrupciones	De larga duración	> 1 min	0.0 pu

Tabla 5.7 Clasificación de las interrupciones en el sistema.

5.3.2 MODELACIÓN DEL SISTEMA

El alimentador #1523 al cual se integra la minicentral brinda el suministro a varias comunidades en las localidades de los cantones de Gualaceo y Paute, el área de servicio es considerada como rural a excepción de la zona de Paute, en la cual el servicio contempla a la cabecera cantonal, el comportamiento de la carga hace que este sea considerado como residencial.

Se realiza una reducción de la red, mediante concentración de carga, el esquema se muestra en la *Figura 5.6* con la finalidad de hacer más visual su estructura, operación y funcionamiento, este alimentador que en la plataforma informática está georeferenciada con una base de datos completa de equipos y configuración de redes, lo que facilita el trabajo de reducción.

TIPO	Capacidad (kVA)	Conexión
Monofásico (FASE A)	3802,5	Y _n - Y _n
Monofásico (FASE B)	2345	
Monofásico (FASE C)	1940	
TRIFÁSICO	6802,5	D - Y _n
TOTAL	14890	

Tabla 5.8 Capacidad de transformación instalada en el alimentador # 1523.

Fuente: Base de datos CENTROSUR C.A.

También se muestran los siguientes datos para el alimentador #1523 actualmente se encuentra instalada una capacidad de transformación de 14,890

kVA, distribuidos conforme se indica en la *Tabla 5.8*, indicando además el tipo de conexión realizada en estos transformadores, con una carga instalada baja, esperando en un futuro hacer expansión y aumento de carga en él, en la *Tabla 5.9* se detalla los datos de la demanda.

Tipo	Carga (KVA)	Carga (kW)	Carga (kVAR)	# Abonados
Monofásico (FASE A)	791	657	324	2478
Monofásico (FASE B)	657	553	273	2049
Monofásico (FASE C)	634	535	263	2045
TRIFÁSICO	1848	1681	717	1937
TOTAL	3930	3426	1577	8509

Tabla 5.9 Características de la carga instalada en el alimentador #1523.

Fuente: Base de datos CENTROSUR C.A.

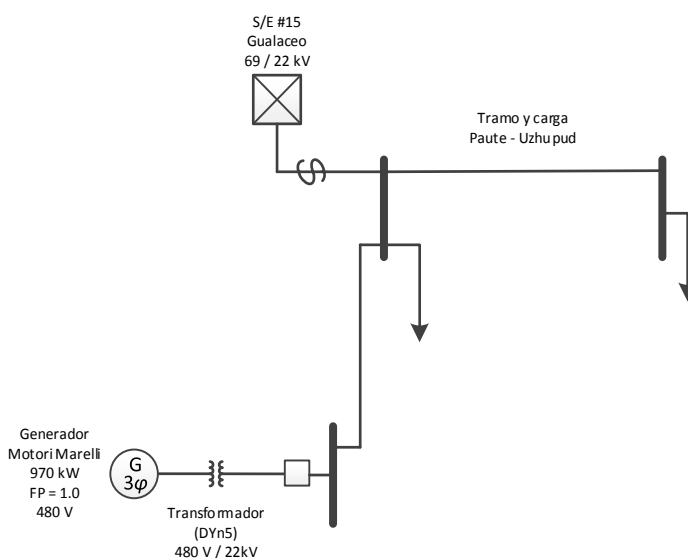


Figura 5.6 Reducción del alimentador #1523 e integración de la minicentral.

Fuente: Base de datos CENTROSUR C.A.

Esta carga instalada produce una demanda variable de tipo rural con característica residencial, la cual es representada mediante curvas de demanda diarias de potencia activa y reactiva, durante una semana típica del mes de septiembre, tal como se muestra en la *Figura 5.7* y *5.8*, respectivamente, mostrando un comportamiento típico residencial en ambas curvas, debiendo el sistema soportar el pico de potencia activa en las horas de la noche, tal como se espera en los sectores residenciales.

Todo este análisis del comportamiento de la demanda se realiza con la finalidad de extraer la información de las demandas máximas y mínimas, servida por el alimentador durante los meses de septiembre, octubre y noviembre (en el *anexo B* se pueden observar histogramas y figuras de detalle), para así poder realizar el estudio de flujos de potencia y cortocircuitos; esta demanda debe ser distribuida de forma proporcional en todas las cargas del sistema antes de una simulación, los datos de carga extraídos y tabulados se encuentran en la *Tabla 5.10*.

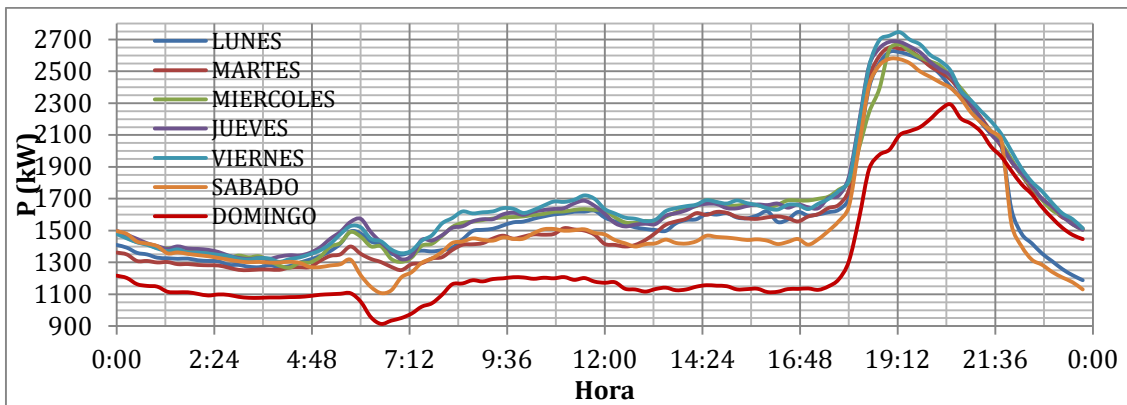


Figura 5.7 Curva diaria de potencia activa en el alimentador #1523, durante una semana típica del mes de septiembre – 2013.

Fuente: Base de datos CENTROSUR C.A.

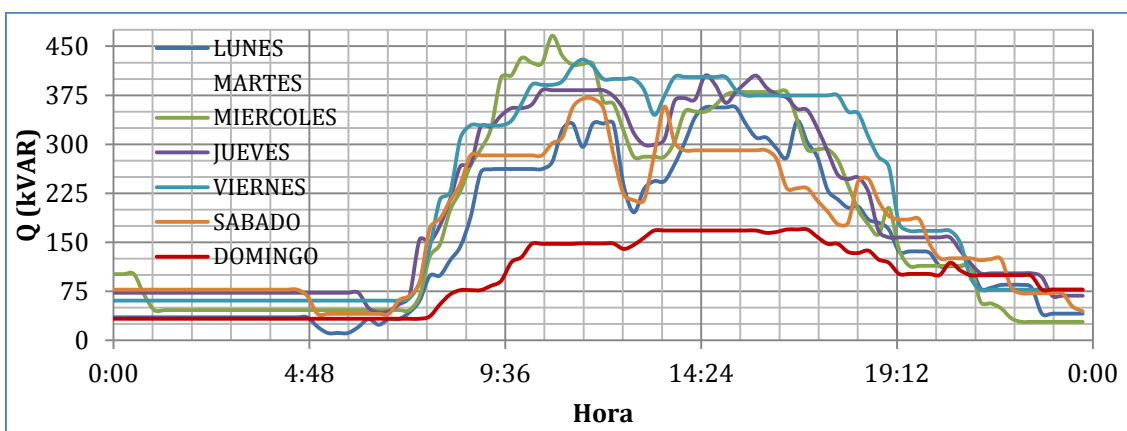


Figura 5.8 Curva diaria de potencia reactiva en el alimentador #1523, durante una semana típica del mes de septiembre – 2013.

Fuente: Base de datos CENTROSUR C.A.

Mes	Tipo de demanda	P (kW)	Q (kVar)
Septiembre	Mínima	914	33
		1371	11
	Máxima	2746	179
		2065	466
Octubre	Mínima	1148	278
		1435	93
	Máxima	2777	339
		1752	571
Noviembre	Mínima	1109	91
		2773	266
	Máxima	1735	544

Tabla 5.10 Características de la demanda máxima y mínima en el alimentador.

Fuente: Base de datos CENTROSUR C.A.

Este alimentador además de las cargas descritas anteriormente cuenta con equipos para operar y brindar la protección en el alimentador, una peculiaridad encontrada es que en la localidad de Paute hay conectados bancos de condensadores, a los extremos, con la finalidad de mejorar el perfil de tensión,



cada banco es trifásico en conexión estrella – tierra, con una capacidad de 100 kVAR por fase.

5.4 ESTUDIO Y SIMULACIÓN DE FLUJOS DE POTENCIA

Considerando la participación o no de la minicentral se analizan los diferentes escenarios de operación en régimen permanente teniendo en cuenta los periodos de mínima carga y máxima carga tanto en condiciones normales de operación y en casos de contingencias.

5.4.1 CASOS EN CONDICIONES NORMALES DE OPERACIÓN.

El esquema para guiar este caso de estudio se puede observar en la *Figura B.14* del *anexo B*, en la sección B.2.

5.4.1.1 A MÍNIMA CARGA (914 KW + J 33 KVAR)

Luego de un proceso de distribución de carga, se realiza dos análisis de flujos de potencia empleando el método de tensiones desbalanceadas, el **Caso 0: sin integrar la minicentral a la red** y el **Caso 1: considerando su aporte al sistema**, obteniendo los resultados mostrados en la *Tabla 5.11* como resumen de la simulación. Además se presentan condiciones de baja tensión y sobretensión en la red, las más críticas se describen en la *Tabla 5.12* sin representar inconvenientes para el funcionamiento y normal operación.

La tabulación los resultados de las simulaciones de flujo de potencia hechas en el alimentador 1523 con el caso 0 y el caso 1 están en la *Tabla B.1* del *anexo B* y muestran algunos resultados en forma gráfica. El perfil de tensión del alimentador está dividido en tres secciones tal como se observa en las *Figura del 5.9 al 5.11*, con la finalidad de hacer más visual su comportamiento, tanto en la troncal de alimentador, así como en el ramal primario por la cual se evacuaría la potencia generada en la minicentral y el ramal al cual se conecta.

Resumen total	CASO 0				CASO 1			
	kW	kVAR	kVA	FP	kW	kVAR	kVA	FP
Fuentes (Potencia de equilibrio)	913,97	32,96	914,56	0,9994	-11,58	-513,75	513,88	0,225
Generadores	0	0	0	0	970	0	970	1,00
Producción total	913,97	32,96	914,56	0,9994	958,42	-513,74	1087,43	-0,881
Carga utilizada (regulada)	851,98	796,62	1166,4	0,7304	853,12	199,72	876,18	0,9737
Condensadores shunt (regulados)	0	599,75	599,75	0	0	611,61	611,61	0
Cargas totales	851,98	196,88	874,44	0,9743	853,12	-411,89	947,34	-0,901
Capacitancia de la línea	0	173,69	173,69	0	0	176,4	176,4	0
Capacitancia shunt total	0	177,93	177,93	0	0	180,72	180,72	0
Pérdidas en las líneas	6,27	9,04	11	0,57	42,28	44,75	61,56	0,6868
Pérdidas en los transformadores	55,71	4,97	55,93	0,996	63,02	34,12	71,66	0,8794
Pérdidas totales	61,98	14,01	63,55	0,9754	105,3	78,86	131,56	0,8004

Tabla 5.11 Resumen de la simulación de flujo de potencia del alimentador # 1523 de CENTROSUR a mínima carga en condiciones de operación normal.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

Condiciones límites de operación	CASO 0			CASO 1		
	Fase	Peor caso	Valor	Fase	Peor caso	Valor
Baja tensión	A	I58697_MTA	99.11 %	A	I58697_MTA	99,43 %
	B	I4948_MTA	99.61 %	B	I52898_MTA	99,71 %
	C	I50694_MTA	96.84 %	C	I50694_MTA	96,93 %
Alta tensión	A	109995_MTA	100.49 %	A	2	105,85 %
	B	109995_MTA	100.54 %	B	2	105,89 %
	C	109995_MTA	100.55 %	C	2	105,93 %

Tabla 5.12 Condiciones anormales en el flujo de potencia en el alimentador # 1523 de la EERCS S.A. a mínima carga en condiciones de operación normal.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

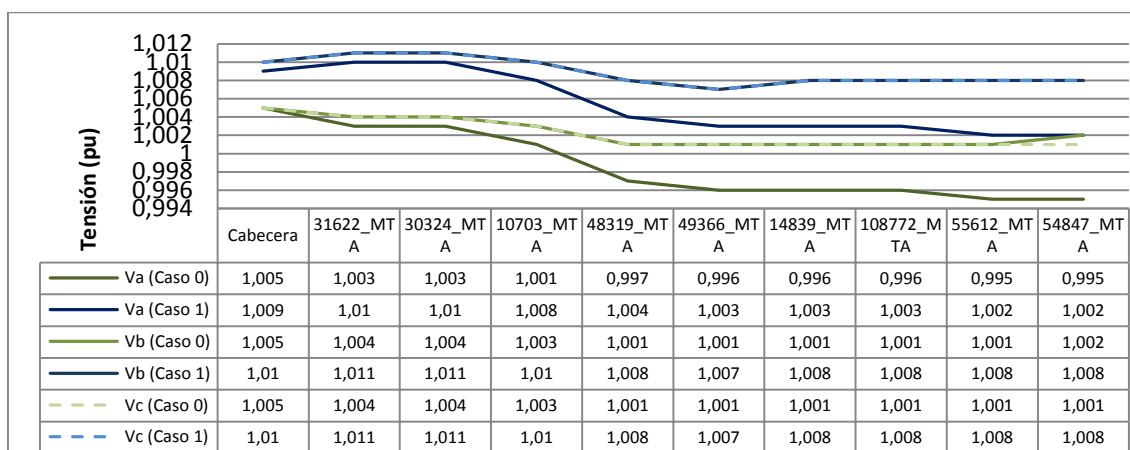


Figura 5.9 Perfil de tensión en la troncal del alimentador #1523 a mínima carga.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

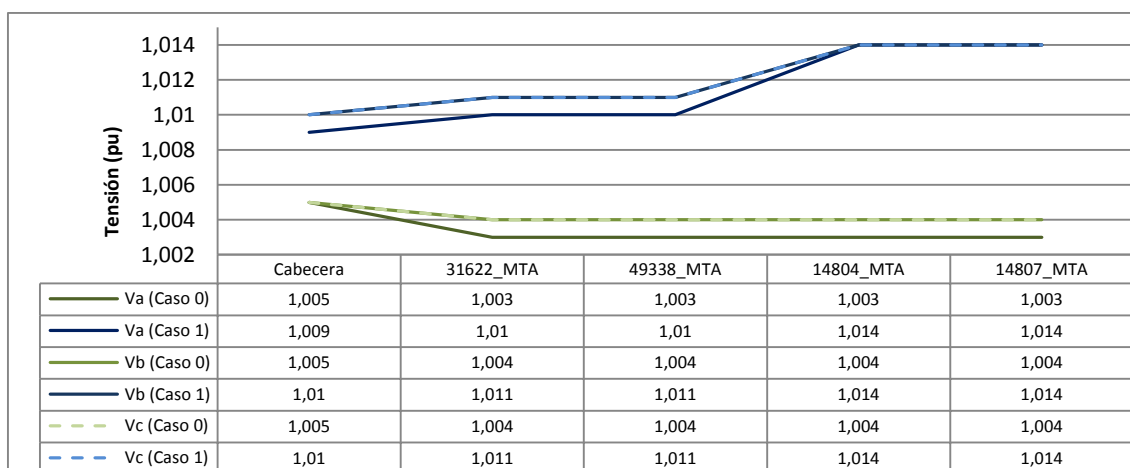


Figura 5.10 Perfil de tensiones en el ramal principal del alimentador # 1523 al cual se acopla la minicentral a mínima carga.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

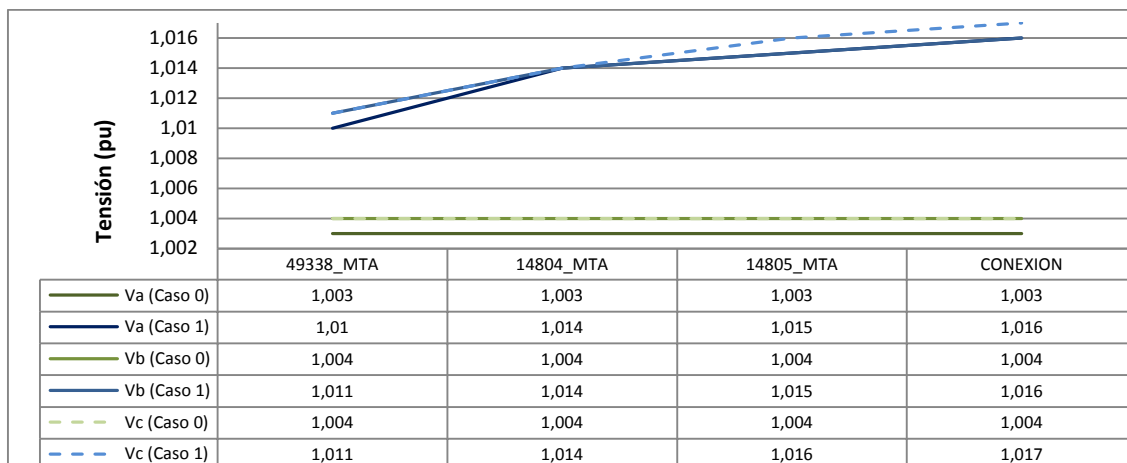


Figura 5.11 Perfil de tensiones en el ramal de conexión de la minicentral a mínima carga.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

El comportamiento de los perfiles de tensión es el esperado en ambos casos, mejorando cuando se conecta la minicentral tal como se puede apreciar en todas las figuras de perfiles de tensión en condiciones normales de operación, siendo relevante el incremento de la tensión en los puntos más alejados de la troncal de alimentador.

5.4.1.2 A MÁXIMA CARGA (2777 KW + J 339 KVAR)

De la misma manera se realiza primero un proceso de distribución de carga, se realiza dos análisis de flujos de potencia empleando el método de tensiones desbalanceadas, el **Caso 0: sin integrar la minicentral a la red** y el **Caso 1: considerando su aporte al sistema**, obteniendo los resultados mostrados en la tabla 5.13 como resumen de la simulación. Además se presentan condiciones de baja tensión y sobretensión en la red, las más críticas se describen la tabla 5.14 sin representar inconvenientes para el funcionamiento y normal operación.

Resumen total	CASO 0				CASO 1			
	kW	kVAR	kVA	FP	kW	kVAR	kVA	FP
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2776,54	339,66	2797,24	0,9926	1841,63	-195,35	1851,96	-0,994
Generadores	0	0	0	0	970	0	970	1,00
Producción total	2776,54	339,66	2797,24	0,9926	2811,63	-195,4	2818,41	-0,997
Carga utilizada (regulada)	2661,78	974,28	2834,48	0,9391	2662,5	406,91	2693,42	0,988
Condensadores shunt (regulados)	0	571,96	571,96	0	0	586,65	586,65	0
Cargas totales	2661,78	402,32	2692,01	0,9888	2662,5	-179,7	2668,56	-0,997
Capacitancia de la línea	0	168,44	168,44	0	0	172,06	172,06	0
Capacitancia shunt total	0	172,48	172,48	0	0	176,21	176,21	0
Pérdidas en las líneas	54,59	78,8	95,87	0,5695	81,74	101,91	130,64	0,626
Pérdidas en los transformadores	60,17	31,03	67,7	0,8888	67,39	58,68	89,36	0,754
Pérdidas totales	114,76	109,83	158,85	0,7225	149,13	160,59	219,16	0,6805

Tabla 5.13 Resumen de la simulación de flujo de potencia del alimentador # 1523 de CENTROSUR a máxima carga en condiciones de operación normal.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.



Un extracto de los resultados de las simulaciones de flujo de potencia (Tabla B.2 del *anexo B*) hechas en el alimentador 1523 con el caso 0 y el caso 1, se muestran en forma gráfica. El perfil de tensión del alimentador está dividido en tres secciones tal como se observa en las *Figura del 5.12 al 5.14*, con la finalidad de hacer más visual su comportamiento, tanto en la troncal de alimentador, así como en el ramal primario por la cual se evacuaría la potencia generada y el ramal al cual se conecta la central.

Condiciones límites de operación	CASO 0			CASO 1		
	Fase	Peor caso	Valor	Fase	Peor caso	Valor
Baja tensión	A	I58697_MTA	95.77 %	A	I58697_MTA	96,64 %
	B	I50614_MTA	97.27 %	B	I50614_MTA	97,51 %
	C	I50694_MTA	92.27 %	C	I50694_MTA	92,48 %
Alta tensión	A	109995_MTA	100.21 %	A	2	105,47 %
	B	109995_MTA	100.29 %	B	2	105,49 %
	C	109995_MTA	100.29 %	C	2	105,53 %

Tabla 5.14 Condiciones anormales en el flujo de potencia en el alimentador # 1523 de la CENTROSUR a mínima carga en condiciones de operación normal.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

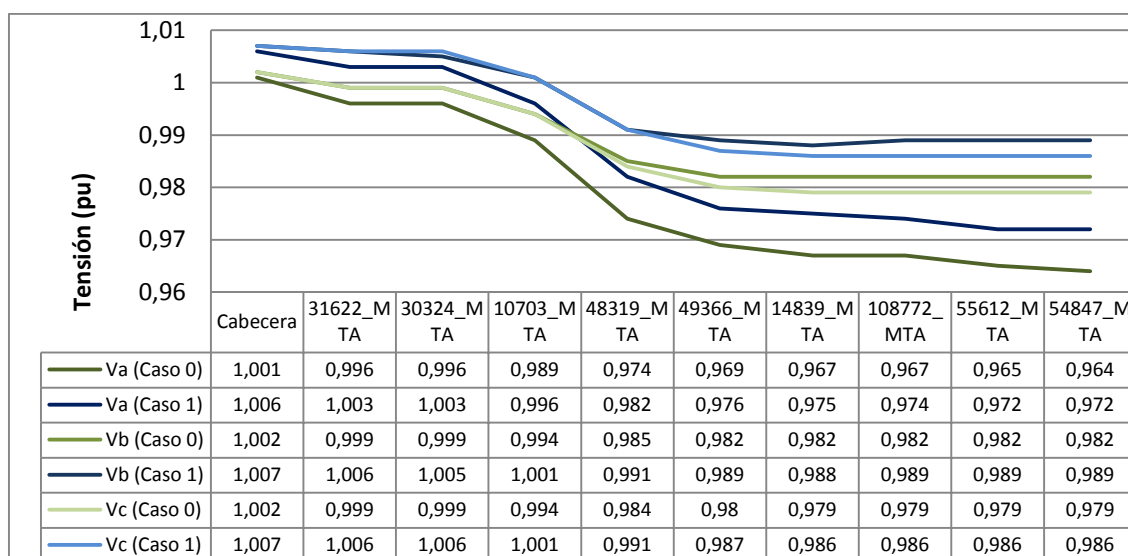


Figura 5.12 Perfil de tensión en la troncal del alimentador #1523 a máxima carga.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

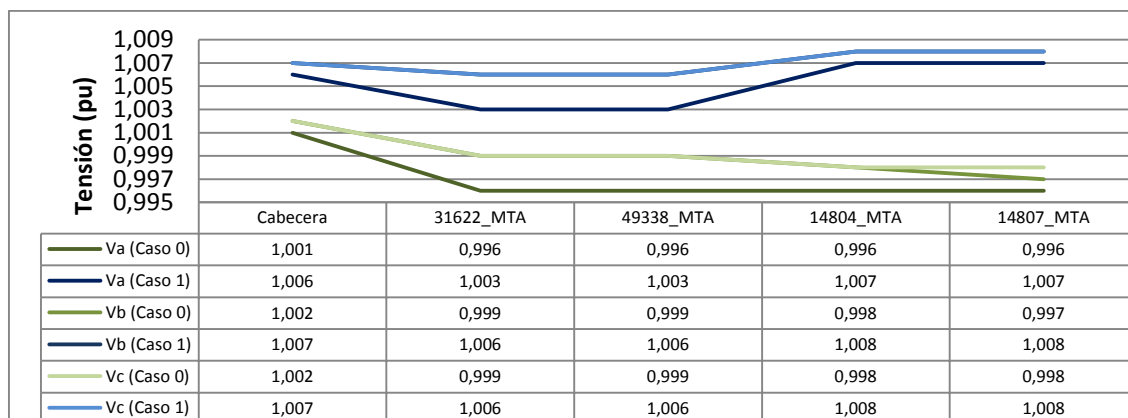


Figura 5.13 Perfil de tensiones en el ramal principal del alimentador # 1523 a máxima carga.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

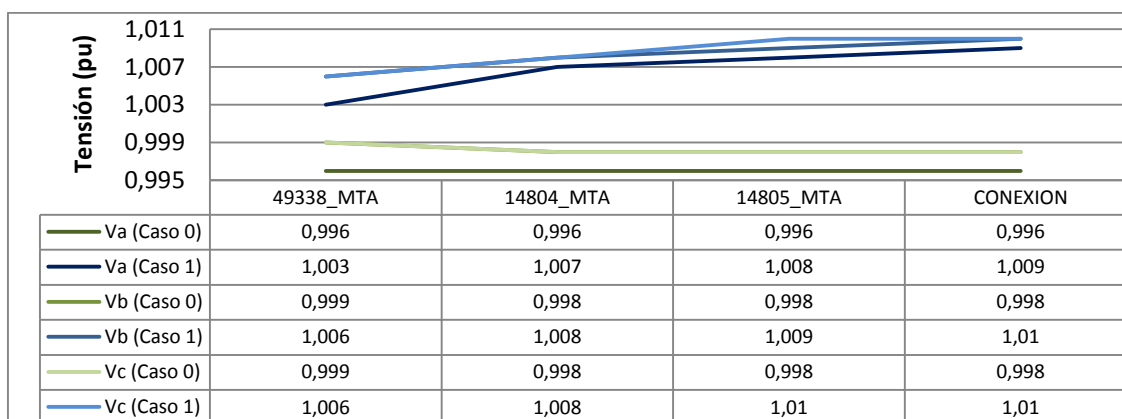


Figura 5.14 Perfil de tensiones en el ramal de conexión de la minicentral a máxima carga.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

Los perfiles de tensión son los esperados en ambos casos, cuando se incluye la minicentral estos mejoran, siendo relevante notar el incremento de la tensión en los puntos más alejados del ramal principal del alimentador *Figura 5.12*.

Estos son los casos indispensables de estudio, los cuales se presentan en condiciones normales de operación y permiten hacer un análisis del funcionamiento de alimentador # 1523 de propiedad de la CENTROSUR. En ambos escenarios la minicentral ayuda sirviendo a la carga del alimentador, para mínima demanda se cubre a todas las cargas incluso sirviendo a otros usuarios fuera de este alimentador, y para máxima demanda cubre cerca del 50% de la demanda de este alimentador, además se mejora la calidad del suministro de energía y disminuye la energía que se requiere de S.N.I. para suplir esta demanda.

5.4.2 CASOS EN CONDICIONES DE CONTINGENCIA DE OPERACIÓN.

Se analizan tres tipos de contingencias de operación en el sistema y los esquemas para guiar estos casos de estudio se puede observar en las figuras desde la B.15 a la B.17 del anexo B, en la sección B.2 considerando el mismo tratamiento que se tomó en cuenta en la operación normal.

5.4.2.1 CONTINGENCIA DE OPERACIÓN # 1

Este escenario de funcionamiento se da cuando en referencia al sistema en funcionamiento normal, se abre el tramo 30323_MTA por el cual se evacua la generación de la minicentral y sirve para dar servicio a la parroquia Luis Cordero, y por ende debe cerrarse el tramo 58394_MTA, el cual da una apariencia de anillo, pero en ningún caso el sistema se configura en anillo.

Esta contingencia no representa una gran variación en el comportamiento del sistema a pesar de un pequeño incremento en las pérdidas del mismo, tal como se muestra en la *Tabla 5.15*, más bien la topología si se modifica y la forma en la que se distribuye el flujo de potencia en el alimentador. En esta simulación las condiciones anormales están muy similares con respecto al sistema en condiciones de operación normal, los resultados son mostrados en la *tabla 5.16*, con y sin la inclusión de la minicentral.



Resumen total	CASO 0				CASO 1			
	kW	kVAR	kVA	FP	kW	kVAR	kVA	FP
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2776,57	339,69	2797,28	0,9926	1839,12	-202,44	1850,23	-0,994
Generadores	0	0	0	0	970	0	970	1,00
Producción total	2776,57	339,69	2797,28	0,9926	2809,13	-202,4	2816,41	-0,997
Carga utilizada (regulada)	2658,26	966,76	2828,6	0,9398	2662,5	406,91	2693,42	0,9885
Condensadores shunt	0	570,75	570,75	0	0	588,16	588,16	0
Cargas totales	2658,26	396,01	2687,59	0,9891	2662,5	-181,3	2668,66	-0,997
Capacitancia de la línea	0	167,53	167,53	0	0	172,27	172,27	0
Capacitancia shunt total	0	171,57	171,57	0	0	176,43	176,43	0
Pérdidas en las líneas	58,34	84,27	102,49	0,5692	79,17	96,66	124,94	0,6336
Pérdidas en los transformadores	59,97	30,99	67,5	0,8884	67,46	58,58	89,34	0,7551
Pérdidas totales	118,31	115,25	165,17	0,7163	146,62	155,24	213,53	0,6867

Tabla 5.15 Resumen de la simulación de flujo de potencia en el alimentador # 1523 de CENTROSUR a máxima carga en condiciones de contingencia #1.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

Condiciones límites de operación	CASO 0			CASO 1		
	Fase	Peor caso	Valor	Fase	Peor caso	Valor
Baja tensión	A	I58697_MTA	95.71 %	A	I58697_MTA	96,85 %
	B	I4948_MTA	97.14 %	B	I50614_MTA	97,65 %
	C	I50694_MTA	92.20 %	C	I50694_MTA	92,65 %
Alta tensión	A	109995_MTA	100.21 %	A	2	105,49 %
	B	109995_MTA	100.29 %	B	2	105,51 %
	C	109995_MTA	100.29 %	C	2	105,61 %

Tabla 5.16 Condiciones anormales en el flujo de potencia en el alimentador # 1523 de la CENTROSUR a máxima carga en condiciones de contingencia #1.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

5.4.2.2 CONTINGENCIA DE OPERACIÓN # 2

Este escenario de funcionamiento se da, cuando en referencia al sistema en funcionamiento normal el tramo 14807_MTA es abierto, cercano al proyecto, dejando sin servicio a la parroquia Luis Cordero y por ende debe cerrarse el tramo 58394_MTA para dar el servicio a la parroquia Luis Cordero.

Esta contingencia muestra una variación en el comportamiento del sistema con respecto a las configuraciones anteriores, debido al incremento en las pérdidas cuando se conecta la minicentral, tal como se muestra en la *Tabla 5.17*, más bien la topología casi se mantiene y también la forma en la que se distribuye el flujo de potencia en el alimentador.

En esta simulación las condiciones anormales están marcadas en la misma tónica que los casos anteriores, el peor caso de tensión elevada en los terminales del generador y baja tensión en el punto más alejado de la red, los resultados son mostrados en la *Tabla 5.18*.



Resumen total	CASO 0				CASO 1			
	kW	kVAR	kVA	FP	kW	kVAR	kVA	FP
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2776,66	330,77	2796,29	0,993	1845,29	-188,85	1854,93	-0,9948
Generadores	0	0	0	0	970	0	970	1,00
Producción total	2776,66	330,77	2796,29	0,993	2815,29	-188,8	2821,62	-0,998
Carga utilizada (regulada)	2659,41	960,44	2827,53	0,9405	2662,5	406,91	2693,42	0,9885
Condensadores shunt (regulados)	0	571,2	571,2	0	0	585,8	585,8	0
Cargas totales	2659,41	389,24	2687,75	0,9895	2662,5	-178,8	2668,5	-0,998
Capacitancia de la línea	0	168,08	168,08	0	0	171,5	171,5	0
Capacitancia shunt total	0	172,12	172,12	0	0	175,64	175,64	0
Pérdidas en las líneas	57,23	82,73	100,59	0,5689	85,53	106,98	136,97	0,6245
Pérdidas en los transformadores	60,02	30,92	67,52	0,889	67,26	58,7	89,27	0,7534
Pérdidas totales	117,25	113,65	163,29	0,7181	152,79	165,68	225,38	0,6779

Tabla 5.17 Resumen de la simulación de flujo de potencia en el alimentador # 1523 de CENTROSUR a máxima carga en condiciones de contingencia #2.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

Condiciones límites de operación	CASO 0			CASO 1		
	Fase	Peor caso	Valor	Fase	Peor caso	Valor
Baja tensión	A	I58697_MTA	95.71 %	A	I58697_MTA	94,54 %
	B	I4948_MTA	97.14 %	B	I50614_MTA	95,62 %
	C	I50694_MTA	92.20 %	C	I50694_MTA	90,64 %
Alta tensión	A	109995_MTA	100.21 %	A	2	104,90 %
	B	109995_MTA	100.29 %	B	2	104,88 %
	C	109995_MTA	100.29 %	C	2	104,98 %

Tabla 5.18 Condiciones anormales en el flujo de potencia en el alimentador # 1523 de la CENTROSUR a máxima carga en condiciones de contingencia #2.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

5.4.2.3 CONTINGENCIA DE OPERACIÓN # 3

Este escenario de funcionamiento se da, cuando en referencia al sistema en funcionamiento normal el tramo 58396_MTA es abierto, parte del troncal principal del alimentador, dejando sin servicio gran parte de los abonados en dirección a la zona de Uzhupud y Paute. Y por ende debe cerrarse el tramo 58394_MTA para brindar el servicio a la mayor parte de abonados.

Esta contingencia puede mostrarse engañosa, a pesar de tener un bajo incremento en las pérdidas de potencia activa al ingresar la iniciar la operación el proyecto en comparación a los otros esquemas, debiendo percatarse que las pérdidas sin la minicentral se incrementan en cerca del 40 %, con respecto al peor escenario presentado en otros esquemas, representando una gran variación en el comportamiento del sistema en referencia a las configuraciones anteriores, tal como se muestra en la *Tabla 5.19*, al igual la topología se ve muy modificada y también la forma en la que se distribuye el flujo de potencia en el alimentador.



Resumen total	CASO 0				CASO 1			
	kW	kVAR	kVA	FP	kW	kVAR	kVA	FP
Fuentes (Potencia de equilibrio)	2776,81	339,69	2797,51	0,9926	1878,08	-140,31	1883,31	-0,9972
Generadores	0	0	0	0	970	0	970	1,00
Producción total	2776,81	339,69	2797,51	0,9926	2848,08	-140,3	2851,53	-0,998
Carga utilizada (regulada)	2618,5	908,51	2771,63	0,9448	2662,5	406,91	2693,42	0,9885
Condensadores shunt (regulados)	0	549,12	549,12	0	0	567,93	567,93	0
Cargas totales	2618,5	359,38	2643,05	0,9907	2662,5	-161,0	2667,37	-0,998
Capacitancia de la línea	0	163,14	163,14	0	0	167,7	167,7	0
Capacitancia shunt total	0	167,02	167,02	0	0	171,71	171,71	0
Pérdidas en las líneas	100	116,61	153,61	0,651	119,39	132,64	178,45	0,669
Pérdidas en los transformadores	58,31	30,72	65,91	0,8847	66,19	59,79	89,19	0,7421
Pérdidas totales	158,31	147,33	216,26	0,732	185,58	192,42	267,33	0,694

Tabla 5.19 Resumen de la simulación de flujo de potencia en el alimentador # 1523 de CENTROSUR a máxima carga en condiciones de contingencia #3.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

En esta simulación las condiciones anormales están marcadas en la misma tónica con respecto al sistema en condiciones de operación normal, los resultados son mostrados en la *Tabla 5.20*.

Condiciones límites de operación	CASO 0			CASO 1		
	Fase	Peor caso	Valor	Fase	Peor caso	Valor
Baja tensión	A	I58697_MTA	93.49 %	A	I58697_MTA	96,58 %
	B	I4948_MTA	95.37 %	B	I50614_MTA	97,39 %
	C	I50694_MTA	90.74 %	C	I50694_MTA	92,43 %
Alta tensión	A	109995_MTA	100.20 %	A	2	105,53 %
	B	109995_MTA	100.29 %	B	2	105,56 %
	C	109995_MTA	100.29 %	C	2	105,62 %

Tabla 5.20 Condiciones anormales en el flujo de potencia en el alimentador # 1523 de la CENTROSUR a máxima carga en condiciones de contingencia #3.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

5.5 ESTUDIO Y SIMULACIÓN DE CORTOCIRCUITOS

Los puntos tomados para realizar la simulación de cortocircuitos están detallados en cada uno de los esquemas de conexión del *apartado B.2* del *anexo B*.

En este análisis de cortocircuitos se consideran las condiciones previas al ingreso de la central para comparar con los resultados que se produzcan luego del inicio de operaciones y de esta forma estudiar las posibles afecciones o repercusiones que se tendrán al integrar el proyecto a la red, tanto en condiciones de fallo monofásico, la cual es el más recurrente en los sistemas de distribución y el fallo trifásico, uno de los cuales suele ser el más peligroso en un sistema.

En este aspecto, el tipo de cortocircuito más severo es el trifásico, el que además de dar valores elevados de corriente, reduce a cero la capacidad de transmisión de una línea, le siguen los cortocircuitos, bifásico y finalmente el monofásico. En cambio, el tipo más frecuente es el monofásico (aproximadamente el 75% de los



casos) y el menos frecuente es el trifásico (aproximadamente el 5% de los casos).

El detalle de la simulación de cortocircuitos monofásicos y trifásicos para cada uno de los casos planteados se puede encontrar en el *apartado B.4 del anexo B*, en el cual se muestran tablas del cortocircuito en cada uno de los puntos estratégicos del sistema, tomando todas las características relevantes como tensiones e corrientes, tanto en el punto de fallo, en la subestación y en el generador.

Representa una gran ventaja el hecho de que la central no tenga una gran incidencia en los aportes de falla y debiendo ser la mayor y casi única preocupación su comportamiento durante los procesos de falla, para evitar funcionamientos no deseados, como sistemas de isla, desbalances y sobrecargas.

Es por tal motivo que el análisis más exhaustivo se realiza para coordinar las protecciones entre el alimentador y el punto de acoplamiento de la central. Tomando en cuenta que la incidencia en periodos de cortocircuitos abarca únicamente el ramal principal en el cual se integra, para ello se realiza una simulación aparte que se detalla a continuación.

Se hacen cortocircuitos en la cabecera del ramal principal al que se conecta la central y también en el punto de acoplamiento, tal como se muestra en la figura 5.13, esta simulación permite obtener detalles para la definir las protecciones a emplear, realizar el esquema de protecciones, y determinar puntos y valores de ajuste de las mismas.

El detalle completo de la simulación también se puede encontrar en el apartado B.4 del anexo B.

Además de estos diversos estudios de cortocircuitos en los diferentes puntos del esquema resumido, se realiza un análisis rápido que comprende de un estudio de niveles de tensión y fallo en todos los nodos del sistema, pudiendo seleccionar únicamente los nodos de mayor interés, para detectar la incidencia del proyecto en estos puntos de interés, este detalle se puede observar en la *Tabla 5.21*.

		Cabecera		Punto de Acoplamiento		Generador
		Sin MCHG	Con MCHG	Sin MCHG	Con MCHG	
Niveles de falla	LLL min	1305,00	1307,00	934,00	938,00	44,00
	LLL máx.	5448,00	5468,00	2466,00	2485,00	15791,00
	LL	4718,00	4801,00	2136,00	2219,00	17798,00
	LG min	444,00	446,00	369,00	391,00	11,00
	LG máx.	5221,00	5485,00	1886,00	2392,00	22725,00
Picos de Corriente		10828,72	10828,72	10873,62	3575,86	3610,75
Corrientes de falla	LG	4350,00	4571,00	1572,00	1994,00	18937,00
	LLG	3932,00	4001,00	1780,00	1849,00	14832,00
	LL	4475,00	4565,00	1912,00	2108,00	16764,00
	LLL	4540,00	4557,00	2055,00	2071,00	13159,00

Tabla 5.21 Niveles de falla en punto de interés del alimentador # 1523.

Fuente: Simulación en el software CYME 5.04r05 – CYMDIST.

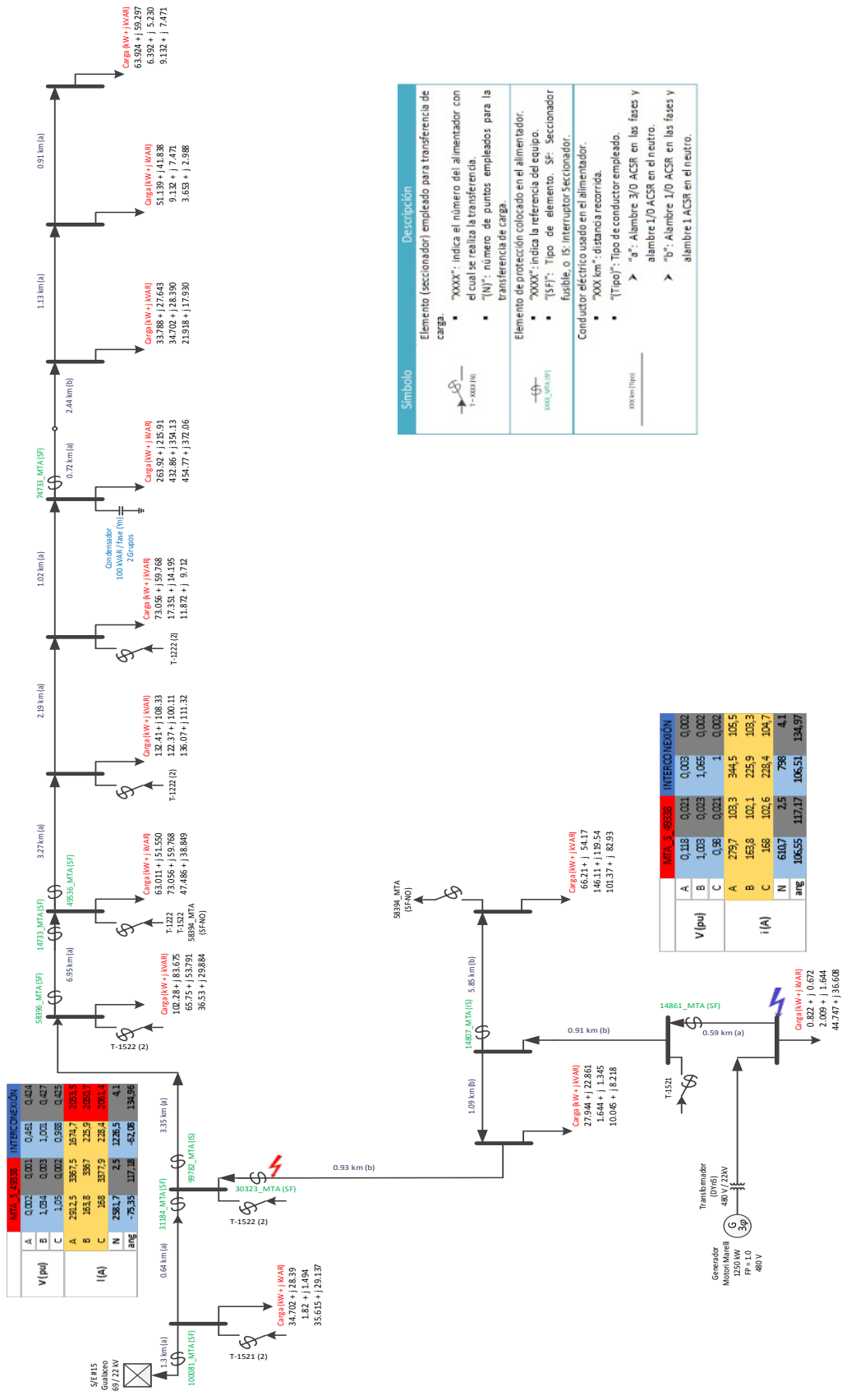


Figura 5.15 Esquema para la simulación de cortocircuitos en tramo de incidencia de la MCHG.

Fuente: Elaboración Propia.



CAPÍTULO 6

6 CALIBRACIÓN Y COORDINACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA MINICENTRAL GUALACEO

6.1 INTRODUCCIÓN

El objetivo primordial de todo sistema de protecciones es garantizar la seguridad e integridad del personal y del equipamiento de una central de generación, además de mantener el mayor tiempo posible la operación normal del sistema, disminuyendo los daños de los equipos de potencia que se provocan durante fenómenos anormales y perturbaciones de la red.

La correcta actuación de las protecciones ayuda a mantener la continuidad del suministro eléctrico con los índices de calidad establecidos. Para cumplir estos objetivos es necesario realizar un correcto ajuste y coordinación de todas las funciones de protección, de forma que se tenga una correcta selectividad y rapidez en la actuación de las protecciones de la parte afectada del sistema, para que esta sea aislada y así evitar que se propague.

En la actualidad el sistema de protecciones también debe brindar toda la información necesaria para obtener estadísticas de funcionamiento, integrándola a los sistemas SCADA para el monitoreo de todo el funcionamiento.

6.2 ESQUEMA Y FILOSOFÍA DEL SISTEMA DE PROTECCIONES

Para realizar un ajuste y coordinación adecuado de las protecciones se requiere entender el comportamiento de los equipos en forma individual y del sistema en conjunto, además de tomar como referencia las normativas, el conocimiento científico, experiencia y recomendaciones hechas por los fabricantes del equipamiento.

Las características que debe cumplir un sistema de protección son:

- **Selectividad:** actuar separando únicamente la parte del sistema afectado.
- **Sensibilidad:** ser apto para detectar el menor disturbio que pueda afectar la integridad de los elementos y la calidad del suministro de energía.
- **Velocidad:** detectar los disturbios y liberarlos en el menor tiempo posible.
- **Confiabilidad:** el grado de certeza de que va haber una correcta operación de las protecciones.
- **Seguridad:** el grado de certeza de que únicamente actúen las protecciones para despejar las fallas para las cuales fueron configuradas.
- **Simplicidad:** con el menor número de elementos se debe garantizar la correcta operación del sistema de protecciones.
- **Autodiagnóstico:** Es necesario contar con funciones de autodiagnóstico, con el fin de verificar el estado de las funciones de protección, y garantizar su correcta actuación y mantenimiento.
- **Economía:** Es necesario diseñar un sistema de protecciones que brinde las mayores prestaciones y confiabilidad, al menor costo posible.

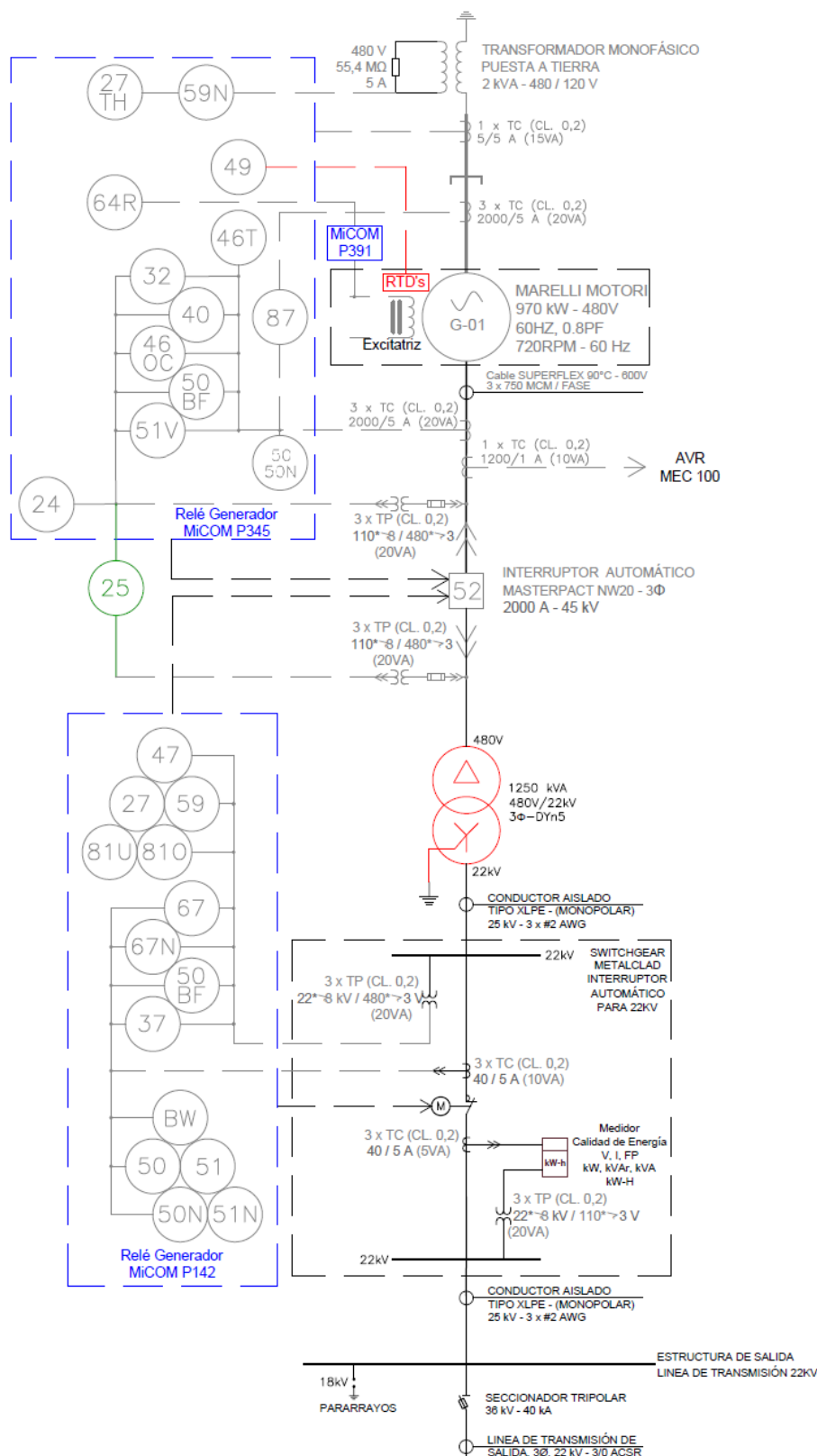


Figura 6.1 Esquema de la propuesta de protecciones para la MCHG.

Fuente: Elaboración Propia.

Partiendo de las ideas expresadas anteriormente se pueden establecer los objetivos principales de un sistema de protecciones para un sistema eléctrico:



- Incrementar la confiabilidad del sistema eléctrico de potencia.
- Minimizar el tiempo de interrupciones.
- Disminuir el daño provocado por las fallas.
- Reducir los costos de reparación.
- Evitar la propagación de fallas.

Para realizar un correcto ajuste y coordinación de las funciones de protección, es importante contar con toda la información disponible sobre el sistema o equipo a proteger y mediante ciertos criterios técnicos como la norma IEEE Std 1547TM – 2003 establecer los siguientes parámetros:

- El recurso distribuido no debe influir sobre el resto del sistema, considerando aportes de falla.
- Determinar las zonas de actuación de cada función de protección para que el recurso distribuido no alimente ninguna falla producida en el sistema.
- La determinación de las funciones de protección principales, funciones de respaldo y sus zonas de actuación.

Estos requerimientos de protección deben facilitar la interconexión con el sistema y el correcto funcionamiento del recurso distribuido, en la *Figura 6.1* se muestra el esquema de protecciones de la minicentral Gualaceo, en la cual se indican todas las funciones empleadas y cada uno de los elementos.

6.3 PROTECCIÓN DEL GENERADOR

Éste es el equipo que cuenta con el mayor número de funciones de protección empleadas para salvaguardar su integridad, debido a que debe protegerse para fallas internas, condiciones anormales de operación y perturbaciones en la red. Las funciones activadas en el IED para el generador son las siguientes:

- Protección diferencial del generador 87G.
- Protección de desplazamiento de tensión de neutro 59N.
- Protección del 100% de falla a tierra en el estator 27TH.
- Protección de falla a tierra del rotor 64R.
- Protección de potencia inversa 32.
- Protección de pérdida de campo 40.
- Protección de sobreexcitación 24.
- Protección térmica de secuencia de fase inversa 46T.
- Protección de sobrecorriente de secuencia de fase inversa 46OC.
- Protección de sobrecarga térmica 49.
- Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión 51V.
- Protección instantánea de sobrecorriente de fase y tierra 50 y 50N.
- Protección de fallo de interruptor 50BF.

6.3.1 GENERADOR DE LA MINICENTRAL

El equipo es fabricado por la empresa Marelli Generators e incluido en la oferta de DELTA-Delfini&Cia., S.A., funciona a 480 V de tensión nominal a 60 Hz, entregando al SEP 1250 kVA con una corriente nominal de 1504 A, las características técnicas mostradas en la *Tabla 6.1* son las empleadas para la calibración de algunas funciones de protección del IED.

Frecuencia	60 Hz	
Tensión Nominal	480 V	
Factor de Potencia	0,8 en retraso	
Corriente Nominal	1504 A	
Potencia	1250 kVA	
Reactancias	%	Pu
Síncrona de eje directo (Xd)	183	1,83
Transitoria de eje directo (X'd)	22	0,22
Subtransitoria de eje directo (X''d)	11,8	0,118
Síncrona de eje en cuadratura (Xq)	103	1,03
Transitoria de eje en cuadratura (X'q)	103	1,03
Subtransitoria de eje en cuadratura (X''q)	12,2	0,122
Secuencia Negativa	12	0,12
Secuencia Cero	6,7	0,067
Constantes de Tiempo		
Circuito Abierto	T'do	3,16 s
Transitorio	T'd	0,379 s
Subtransitorio	T''d	0,021 s
Armadura	Ta	0,064 s

Tabla 6.1 Reactancias características de generador.

Fuente: Ingeniería de detalle de la rehabilitación de la MCHG.

6.3.2 RELÉ MICOM P345

Es el IED encargado de la protección del generador, integra varias funciones programadas, además facilita las tareas de supervisión y monitoreo de la operación del generador. Este equipo viene acompañado de un relé auxiliar MiCOM P391 para brindar una protección integral del rotor de la unidad, el esquema de funcionamiento del relé se muestra en la *Figura 6.2*.

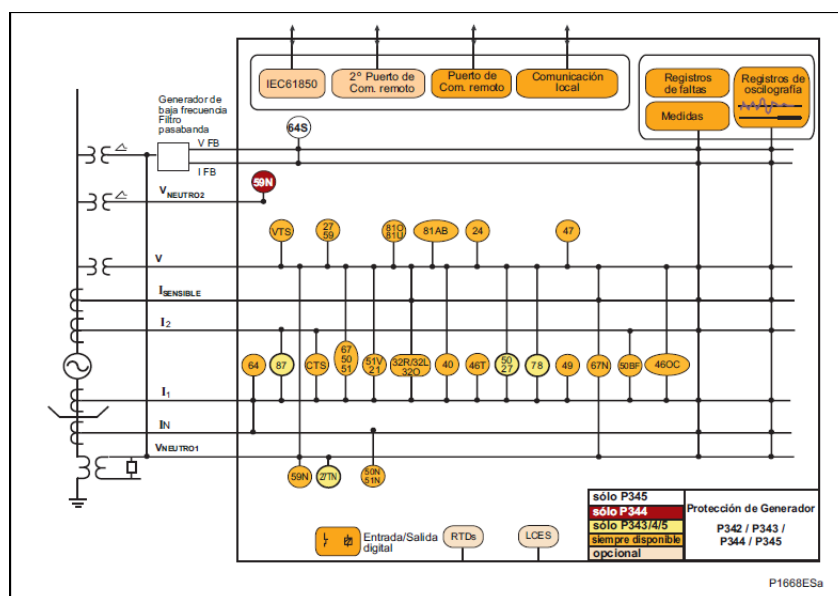


Figura 6.2 Vista general de las Funciones de protección del relé MiCOM P345.

Fuente: Manual Técnico del Relé.

Este relé permite hacer 4 grupos de ajustes diferentes para emplearlos en función de las necesidades, además brinda varias opciones de comunicación y protocolos para integrar este dispositivo sin problemas a cualquier sistema SCADA.

6.3.3 CALIBRACIÓN Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DEL GENERADOR

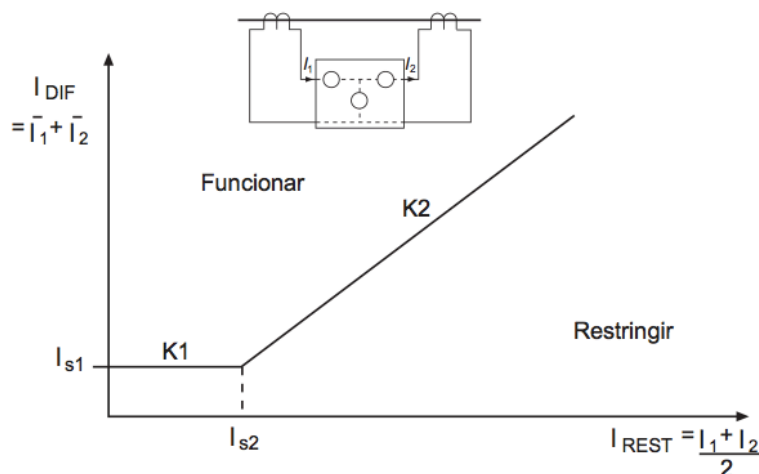
Antes de empezar a calibrar y ajustar las funciones de protección se debe establecer: la forma de medición y que parámetros deben ser tomados en cuenta por el relé, los protocolos de comunicación, el número de grupos de calibraciones que se han de aplicar y todas la funciones a emplear, a continuación se describe la calibración de las funciones utilizadas en el generador.

6.3.3.1 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 87G (PROTECCIÓN DIFERENCIAL)

Esta función se puede configurar para que funcione ya sea como elemento diferencial de alta impedancia o como elemento diferencial de restricción. En nuestro caso esta se calibra como una función diferencial de restricción, la forma de funcionamiento se muestra en la *Figura 6.3*.

El procedimiento es fijar como restringida la función diferencial, dentro de la tabla de ajuste del relé. El primer ajuste de restricción de la corriente diferencial (I_{s1}) se debe establecer con un valor bajo, considerando adecuado el **5% de la corriente nominal**, para proteger el devanado del generador. El segundo ajuste de restricción (I_{s2}) se calibra al **120% de la corriente nominal** del generador.

La pendiente de restricción inicial (k_1) se establece al **0%** para conseguir una sensibilidad óptima del relé ante fallas internas en el generador, la segunda pendiente de restricción, o frenado, (k_2) se fija al **150%** para brindar la estabilidad adecuada frente a fallas externas.



*Figura 6.3 Característica de funcionamiento de la protección diferencial de restricción.*²⁴

Cálculos:

$$I_n = \text{corriente nominal del generador} = 1.504 \text{ A}$$

$$I_{s1} = 1.504 \times 0,05 = 75,2 \text{ A}$$

²⁴ Manual técnico Relés de Protección de Generadores MiCOM P342/P343/P344/P345& P395 – Schneider Electric – Pag (OP) 5-8.



$$I_{S2} = 1.504 \times 1,2 = 1.804,8 A$$

Ahora mediante la relación de transformación de los TC's (RTC) referimos tanto la corriente nominal como las diferenciales, al secundario de los TC's:

$$RTC = \frac{2.500}{5} = 500$$

$$I_{n'} = \frac{I_n}{RTC} = \frac{1.504}{500} = 3,008 A$$

$$I_{S1'} = \frac{I_{S1}}{RTC} = \frac{75,2}{500} = 0,1504 A$$

$$I_{S2'} = \frac{I_{S2}}{RTC} = \frac{1.804,8}{500} = 3,61 A$$

$$K_1 = 0\%$$

$$K_2 = 150\%$$

La calibración de la función diferencial restringida se muestra en la *Tabla C.1* del *Anexo C*.

6.3.3.2 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 59N (PROTECCIÓN DE DESPLAZAMIENTO DE TENSIÓN DE NEUTRO)

Este tipo de protección puede emplearse para proveer protección de falla a tierra, independientemente de si el neutro de generador está conectado a tierra o no, y sin importar la forma de puesta a tierra o el nivel de la corriente de falla a tierra.

Para fallas cercanas al neutro del generador, la tensión residual resultante será pequeña. Así que, como en el caso de la protección de falla a tierra del estator, sólo el 95% del devanado del estator puede estar confiablemente protegido.

Si la red está puesta a tierra por medio de una impedancia o por un transformador de distribución, el desplazamiento de tensión del neutro se puede medir directamente en el lazo a tierra por medio de un TP monofásico, para que la protección emplee la medición del TP en el neutro se seleccionan las etapas 3 o 4.

Se selecciona la etapa 1 como activada, ya sea como de tiempo inverso, tiempo definido o desactivada, considerando la forma de medición como derivado, en nuestro caso la función es de tiempo definido, con una temporización de funcionamiento del primer umbral de **5 s**, conforme la recomendación del tutorial para protecciones en generadores síncronos.

El ajuste de tensión de arranque del primer umbral se fija por encima del nivel de tensión residual presente en la red en ausencia de falla. Un ajuste típico para la protección de sobretensión residual es 5V. Cuando el generador está conectado al sistema a través de un transformador, no se requiere la coordinación con las protecciones de falla a tierra en la red, el ajuste se fija típicamente en el 5% de la tensión nominal. Esto proveerá la protección para el 95% del devanado del estator.



Quedando la función calibrada de la siguiente manera y mostrada en la *Tabla C.2 del Anexo C*.

$$\text{Ajuste de arranque} = 0,05 \times V_n$$

$$\text{Ajuste de arranque} = 0,05 \times 110 = 5,5 \text{ V}$$

$$\text{Ajuste de temporización} = 5 \text{ seg}$$

6.3.3.3 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 27TH (PROTECCIÓN PARA FALLAS EN EL 100% DEL ESTATOR)

Esta función se emplea en generadores con alta impedancia de puesta a tierra para detectar fallas en el 5% final del devanado, el relé incluye un elemento de protección de mínima tensión mediante el 3er armónico, supervisado por un elemento de mínima tensión trifásica para evitar una mala operación.

Esta función junto con la de sobretensión residual brinda la protección para fallas en el devanado completo del estator y se aplica cuando la medida de la tensión de neutro está disponible en el extremo de neutro del generador, siendo supervisada por un elemento trifásico de mínima tensión, inhibiendo la protección cuando todas las tensiones fase-fase en bornes del generador están por debajo del umbral, evitando su funcionamiento cuando la máquina esté fuera de servicio.

El elemento de la protección de falla a tierra del 100% del estator se puede seleccionar ajustándola como “Activado” en el relé.

El umbral de arranque de mínima tensión del 3er armónico, debe ser ajustado por debajo del nivel de tensión del 3er armónico presente en condiciones normales, el tutorial para protecciones de generadores síncronos recomienda calibrarlo al 50%. Esta tensión se puede determinar visualizando las mediciones del relé. Un valor típico de ajuste de este umbral es de 0,5 V.

Se fija una temporización de **5s** para estos elementos, el umbral de enclavamiento de tensión de borne, utilizado para evitar el funcionamiento del elemento cuando el generador no está operando, se debe ajustar normalmente al 80% de la tensión nominal de la máquina.

Se pueden emplear todas las potencias (P, Q, S) como umbrales de enclavamiento para evitar el funcionamiento del elemento hasta que haya tomado suficiente de carga, configurándolos durante la puesta en servicio. La calibración se muestra en la *Tabla C.3 del Anexo C*.

6.3.3.4 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 64R (PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA DEL ROTOR)

Esta protección es empleada para detectar fallas a tierra en el circuito de excitación del generador, al ocurrir una primera falla, no se da un daño inmediato, pero al darse una segunda falla, se genera cortocircuito en el devanado del circuito de excitación y los desequilibrios magnéticos pueden generar fuerzas magnéticas, las mismas que pueden dañar al generador.



El relé proporciona esta función de protección empleando una unidad externa P391, mediante la inyección y medición de una onda cuadrada de baja frecuencia en el circuito del rotor. Se consigue enviar la medición de la resistencia del rotor al relé P345, mediante una salida de lazo de corriente entre 0 a 20mA en el P391, que se conecta a una de las 4 entradas de lazo de corriente en el relé.

Ajustes:

La frecuencia de inyección debe ser igual a la fijada en el P391, pudiendo seleccionarse por parte del usuario los siguientes valores: 0,25Hz, 0,5Hz y 1Hz, tomando el más alto.

$$\text{Frecuencia de inyección} = 1 \text{ Hz}$$

El lazo de corriente usado por la protección de falla a tierra del rotor consta de 4 entradas analógicas y seleccionaremos la primera; la activación del primer umbral del elemento de mínima resistencia se ajusta como alarma y el segundo umbral del elemento es de disparo, estos umbrales se activan en forma independiente en las celdas de calibración.

El ajuste de arranque se hace teniendo cuidado de dejar un margen suficiente entre el valor del ajuste y la resistencia de aislamiento real, sus valores deben ser inferiores al nivel de resistencia presente bajo condiciones normales, **además los valores deben ser verificados durante las pruebas primarias del generador y en caso de ser necesario los ajustes deben ser cambiados.** Los valores típicos de resistencia que se recomiendan son los siguientes:

$$\text{Ajuste del arranque de alarma} = 40.000\Omega$$

$$\text{Ajuste de arranque de disparo} = 5.000\Omega$$

El ajuste de la temporización debe hacerse de forma que se eviten disparos no deseados, ya que durante el arranque de un generador o bajo condiciones transitorias de la red, se pueden producir conexiones a tierra intermitentes debido a la humedad o al polvo de cobre, lo que es perjudicial, especialmente si se utiliza un funcionamiento instantáneo de la protección. Por lo que se recomienda una temporización con valores típicos de **1s para el disparo y 10s para la alarma.**²⁵

$$\text{Temporización de alarma} = 10 \text{ s}$$

$$\text{Temporización de disparo} = 1 \text{ s}$$

El ajuste de la compensación de resistencia se realiza durante las pruebas de puesta en servicio.

La tabla de calibración se encuentra en la *Tabla C.4* del *anexo C*.

25 Manual técnico Relés de Protección de Generadores MiCOM P342/P343/P344/P345& P395 – Schneider Electric – Pag (AP) 6-96.

6.3.3.5 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 32 (PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA)

Esta función tiene dos umbrales de protección independientes entre sí para actuar como: potencia inversa, baja potencia hacia adelante o sobrepotencia, en nuestro caso se emplea solo un umbral para calibrar la función en el modo “Como Generador” y como “Inversa”, su calibración se encuentra en la *Tabla C.5* del *anexo C*.

A continuación en la *Tabla 6.2* se muestra los niveles típicos de potencia de motorización y posibles daños que se podrían producir en la planta de generación.

Función energética primaria	Potencia de motorización	Posibles daños
Turbinas hidráulicas	0,2 - >2% (Álabes fuera del agua) >2,0% (Álabes en el agua)	Puede producirse la cavitación de alabes y rodets con un largo período de motorización.
La potencia es baja cuando los alabes están por encima del nivel del canal de desagüe. Los equipos de detección de flujo hidráulico suelen ser los mejores medios para detectar la pérdida motriz. Se recomienda la desconexión automática en caso de funcionamiento automático.		

Tabla 6.2 Potencia de motorización en turbinas hidráulicas.

Fuente: Norma IEEE Std C37.102 – 2006.

Cálculos:

Para el ajuste del valor de arranque del elemento de protección tomamos el 2% por cuestiones de sensibilidad, debido a que es una turbina de reacción con los alabes fuera del agua.

$$P_{motorización} = \sqrt{3} \times V_n \times I_n \times f.p. \times 0,02$$

$$P_{motorización} = \sqrt{3} \times 480 \times 1.504 \times 0,8 \times 0,02$$

$$P_{motorización} = 20,006 \text{ kW}$$

Por recomendación del dispositivo de protección, el ajuste debe ser **menor que el 50%** de la potencia de motorización referida a los secundarios de los instrumentos de medición, por lo cual se toma el 45% para mejorar la sensibilidad en la actuación. Refiriendo a los secundarios de los TP's y TC's mediante sus relaciones de transformación RTP y RTC, respectivamente, se tendrá que dividir para las relaciones de transformación, obteniéndose:

$$RTP = \frac{480 \times \sqrt{3}}{110 \times \sqrt{3}} = 4,36$$

$$RTC = \frac{2.500}{5} = 500$$

$$Ajuste \text{ de arranque} = \frac{P_{motorización}}{RTP \times RTC} \times 0,45$$



$$Ajuste\ de\ arranque = \frac{20.006}{4,36 \times 500} \times 0,45$$

$$Ajuste\ de\ arranque = 4,13\ W$$

Esta función del relé debe ser temporizada, ya que de esa manera se evita disparos falsos o la aparición de alarmas debido a perturbaciones de la red o después de la sincronización. Se recomienda emplear un ajuste de **5s** en esta temporización.

$$Temporización = 5\ s$$

En ocasiones cuando falla la fuente primaria de energía, el nivel de la potencia inversa puede fluctuar. Para evitar inicialización y reinicialización cíclicas del temporizador de disparo principal, y un consecuente fallo de disparo, se provee una temporización de reinicialización que se recomienda ajustarla en **cero**.

$$Temporización\ de\ reposición = 0\ s$$

6.3.3.6 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 40 (PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE CAMPO)

La protección de pérdida de campo, incluye dos elementos de protección basados en la impedancia con dos etapas temporizadas y un elemento de alarma de factor de potencia adelantado, además tienen un retardo ajustable de temporización de reinicialización, estos funcionan con las señales de corriente y de tensión de la fase A, medidas por las entradas I_A y V_A en el relé, su calibración se encuentra en la *Tabla C.6 del anexo C*.

Para que funcione la protección, tanto la corriente como tensión mínima son: 20mA y 1V para ($I_n=1A$, $V_n=100/120V$) o 100mA y 4V ($I_n=5A$, 380/480V). Para ajustar la protección de pérdida de campo, se establece como “Activada” los campos disponibles en las celdas tanto de estado 1, estado 2 y el elemento de alarma.

Cálculos:

Activación y ajuste del elemento de impedancia 1

El diámetro de la característica de impedancia de la falla de campo “**Xb1**”, se recomienda que se ajuste con un valor tan grande como sea posible incluso igual a la reactancia sincrónica longitudinal del generador, para detectar una condición de pérdida de campo.

La característica desplazada “offset” “**Xa1**” debe ser igual a la mitad de la reactancia transitoria longitudinal (**50% de X_d'**), referida del lado secundario de los TC's y TP's.

$$Diámetro = X_{b1} = X_d$$

$$Desplazamiento = X_{a1} = 0,5 \times X_d'$$

donde:



$$X_d = \text{Reactancia sincrónica longitudinal del generador} = 1,83 \text{ pu}$$

$$X_d' = \text{Reactancia transitoria longitudinal del generador} = 0,22 \text{ pu}$$

$$\text{Diámetro} = X_{b1} = 1,83 \text{ pu}$$

$$\text{Desplazamiento} = X_{a1} = 0,5 \times 0,22 = 0,11 \text{ pu}$$

Ahora se necesita referir los valores al lado secundario, teniéndose como base los siguientes valores:

$$RTP = \frac{480}{110} = 4,36 \quad RTC = \frac{2.500}{5} = 500$$

$$V_{base} = 480 \text{ V}$$

$$S_{base} = 1.250 \text{ kVA}$$

$$Z_{base} = \frac{V_{base}^2 \times RTC}{S_{base} \times RTP}$$

$$Z_{base} = \frac{480^2 \times 500}{1.250 \times 10^3 \times 4,36}$$

$$Z_{base} = 21,138 \Omega$$

Con lo cual los valores finales quedan:

$$\text{Desplazamiento} = X_{a1} = 0,11 \times 21,138 = 2,33 \Omega$$

$$\text{Diámetro} = X_{b1} = 1,83 \times 21,138 = 38,68 \Omega$$

El ajuste de la temporización del primer umbral de protección de fallo de campo, se debe realizar para reducir las posibilidades de que la protección actúe durante, perturbaciones o sincronización con la red que podrían ocasionar oscilaciones estables de potencia. Así mismo esta temporización no debe ser tan larga para evitar daños térmicos, tanto en los devanados del estator como del rotor.

Una temporización normalmente es menor a 10s, en nuestro caso la temporización mínima permitida, de acuerdo a la recomendación hecha por las normativas para protección de generadores síncronos, es de **0,1s**.

$$\text{Temporización} = 0,1 \text{ s}$$

El ajuste de la temporización de reposición del primer umbral de protección de falla de campo se realiza para conseguir un reinicio instantáneo de la etapa, el valor de la temporización se ajusta normalmente en **0 s**.

$$\text{Temporización de reposición} = 0 \text{ s}$$

Activación del elemento de impedancia 2

El segundo elemento de impedancia se ajusta para dar funcionamiento rápido cuando el campo falla en condiciones de carga elevada, el diámetro de la



característica “**Xb2**”, se fija en **1 pu** La característica desplazada “offset” “**Xa2**” al 50% de la reactancia transitoria longitudinal (**0,5 Xd'**). Este ajuste detectará una condición de falla de campo desde alrededor del 30% hasta el 100% de la carga.²⁶

$$Diámetro = X_{b2} = 1 \text{ pu}$$

$$Desplazamiento = X_{a2} = 0,5 \times X_d'$$

donde:

$$X_d' = 0,22 \text{ pu}$$

$$Diámetro = X_{b2} = 1 \text{ pu}$$

$$Desplazamiento = X_{a2} = 0,5 \times 0,22 = 0,11 \text{ pu}$$

Ahora se necesita referir los valores al lado secundario de los instrumentos empleando la Z_{base} respectiva ($Z_{base} = 21,138 \Omega$). Con lo cual los valores finales quedan:

$$Diámetro = X_{b2} = 1 \times 21,138 = 21,138 \Omega$$

$$Desplazamiento = X_{a2} = 0,11 \times 21,138 = 2,33 \Omega$$

El ajuste de la temporización del segundo umbral puede ser instantánea, pero si se usan ajustes distintos de 0 s, la temporización debe ser alta, para evitar un mal funcionamiento durante condiciones estables de oscilaciones de potencia, por recomendación de la normativa se emplea entre 0,5 y 0,6 s, la temporización de reinicialización se ajusta normalmente en 0s para dar reinicio instantáneo de la etapa.

$$Temporización = 0,6 \text{ s}$$

Activación del elemento de factor de potencia

Para el ajuste del arranque del ángulo de alarma de falla de campo debemos tomar el ángulo de factor de potencia adelantado máximo en el cual el generador pueda funcionar en operación normal, para ello empleamos la curva de cargabilidad y límites de generación de la *Figura A.3*, teniendo que el valor máximo de factor de potencia en adelante es:

$$fp = 0,95$$

$$\cos^{-1} 0,95 = 18^\circ$$

$$\text{Ángulo de alarma} = 18^\circ$$

El ajuste de temporización debe ser fijado más largo que el del elemento de impedancia, para así evitar que funcione el elemento de alarma para condiciones transitorias de oscilación de potencia y proporcionar discriminación, en el caso

²⁶ Manual técnico Relés de Protección de Generadores MiCOM P342/P343/P344/P345& P395 – Schneider Electric – Pag (AP) 5-40.

de que no se detecte la condición de pérdida de campo por los elementos convencionales de impedancia de falla de campo.

Temporización de alarma = 1 s

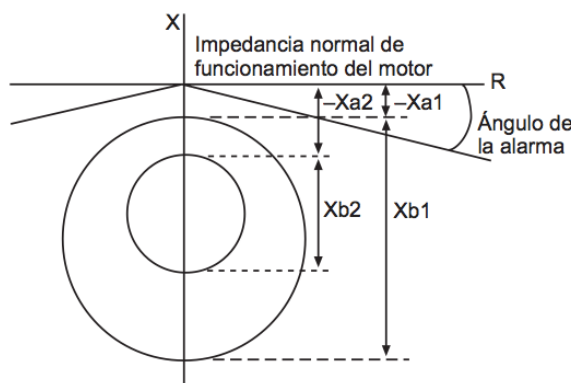


Figura 6.4 Diagrama tipo mho.

6.3.3.7 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 24 (PROTECCIÓN SOBRE EXCITACIÓN)

Para la protección se emplea los umbrales de alarma y disparo, los ajustes se los realiza considerando recomendaciones de la normativa técnica, teniendo que para alarma se debe ajustar al 10% adicional a la relación tensión – frecuencia y un 18% para disparo, además el umbral de disparo se lo determina como de tiempo definido.

Quedando la función calibrada de la siguiente manera conforme los cálculos y se muestra también en la *Tabla C.7* del *anexo C*.

$$\text{Arranque del ajuste de alarma} = 1,10 \times \frac{V_{TP-sec}}{f_s}$$

$$\text{Arranque del ajuste de alarma} = 1,10 \times \frac{110}{60} = 2,02 \text{ V/Hz}$$

$$\text{Ajuste de disparo} = 1,18 \times \frac{V_{TP-sec}}{f_s}$$

$$\text{Ajuste de disparo} = 1,18 \times \frac{110}{60} = 2,16 \text{ V/Hz}$$

Siendo:

V_{TP-sec} : tensión nominal en el secundario del TP.

f_s : frecuencia nominal.

Los ajustes de la temporización se deben escoger en función de los límites de operación del generador protegido.

Si se escoge un ajuste de tiempo definido, la temporización de disparo se la hace en un valor de **6s** y la de alarma en **60s**, conforme a la recomendación hecha en el tutorial de la IEEE para protecciones de generadores síncronos.

6.3.3.8 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 46T (PROTECCIÓN TÉRMICA DE SECUENCIA DE FASE INVERSA)

Esta función forma en el relé una imagen térmica fiable, con etapa de alarma de tiempo definido. A los generadores sincrónicos se les asigna una constante de capacidad térmica (K_g) que es igual a I_2^2t , donde la corriente de secuencia inversa está en por unidad; los diferentes componentes con los que cuenta el rotor tienen distintas capacidades térmicas de duración corta.

El valor más bajo de resistencia I_2^2t de duración corta, es recomendada por el fabricante, además este les asigna a todas las máquinas síncronas una corriente nominal de secuencia de fase inversa máxima (I_{2cmr}) por unidad.

Además los generadores síncronos son capaces de soportar un nivel de corriente de secuencia de fase inversa continua, existen normas internacionales como las IEC60034-1 y ANSI C50.13-1977 para diferentes tipos de generadores, que dan valores mínimos de resistencia a la corriente de secuencia negativa, a continuación en la *Tabla 6.3* podemos observar estos datos.

Tipo de generador	I_2/I_n máximo para funcionamiento continuo	$(I_2/I_n)^2t$ máximo para funcionamiento bajo condiciones de falla, K_g
Polo saliente:		
Refrigerado indirectamente	0,08	20
Estator y/o campo refrigerado directamente (enfriamiento interno)	0,05	15

Tabla 6.3 Niveles mínimos de resistencia a la corriente de secuencia inversa.

Fuente: Norma IEC60034-1.

En el generador de la minicentral se emplea un valor de $I_2/I_n = 0,08$ y un $K_g = 20$ basado en la curva de secuencia negativa, facilitada por el fabricante, *Figura A.2* del anexo A.

Cálculos:

Ajuste de arranque del disparo de la función de protección térmica de secuencia inversa.

El ajuste del arranque de la función de protección de secuencia de fase inversa para disparo se establece a continuación:

$$\text{Ajuste de arranque del disparo} = I_{2cmr} \times \left(\frac{I_{f1c}}{I_p} \right) \times I_n$$

Siendo:

I_{2cmr} = Máxima I_2 soportada por el generador en por unidad.

I_{f1c} = Corriente de carga total primaria del generador (A).

I_p = Corriente primaria nominal del TI (A).

I_n = Corriente nominal del relé (A).

Reemplazando:



$$\text{Ajuste de arranque del disparo} = 0,08 \times \left(\frac{1.504}{2.500} \right) \times 3,76$$

$$\text{Ajuste de arranque del disparo} = 0,181 \text{ A}$$

Ajuste de la constante de capacidad térmica de la característica térmica de la protección.

$$\text{Ajuste de la constante de capacidad térmica} = K_G \times \left(\frac{I_{flc}}{I_p} \right)^2$$

K_G = Constante de capacidad térmica del generador.

I_{flc} = Corriente de carga total primaria del generador (A).

I_p = Corriente primaria nominal del TC (A).

$$\text{Ajuste de la constante de capacidad térmica} = 20 \times \left(\frac{1.504}{2.500} \right)^2$$

$$\text{Ajuste de la constante de capacidad térmica} = 7,238$$

La reinicialización del ajuste de la constante de capacidad térmica de la característica térmica de la protección debe ser igual al ajuste de la constante de tiempo principal.

$$\text{Reinicialización de la constante de capacidad térmica} = 7,238$$

El ajuste de la alarma de la función de protección térmica de secuencia inversa.

El ajuste del arranque de la alarma de la función de protección, debe ser calibrado por debajo el ajuste de actuación térmica, para asegurar la operación de la alarma antes de que se produzca un trabajo, el ajuste típico de corriente de alarma es de **70%** de la calibración de corriente de actuación.

$$\text{Ajuste del arranque de la alarma} = 0,7 \times (\text{Ajuste de arranque del disparo})$$

$$\text{Ajuste del arranque de la alarma} = 0,7 \times 0,181$$

$$\text{Ajuste del arranque de la alarma} = 0,127 \text{ A}$$

La temporización de funcionamiento de la alarma debe ser seleccionada de tal manera que se consiga evitar el funcionamiento durante el despeje de fallas de la red y además asegurar que no se tendrán alarmas no deseadas en funcionamiento normal. Típicamente es ajustado en **20 s**.

$$\text{Temporización de alarma} = 20 \text{ s}$$

El cuadro de calibración de esta función se encuentra en la *Tabla C.8 del Anexo C*.



6.3.3.9 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 46OC (PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE SECUENCIA NEGATIVA)

Toda condición de desequilibrio produce una corriente de secuencia inversa. En consecuencia, una protección puede actuar tanto para fallas fase – fase, como para fallas fase – tierra. El relé cuenta con cuatro umbrales de protección independientes, cada uno consta de un ajuste de arranque mediante funcionamiento temporizado.

En algunas aplicaciones, la corriente residual puede no ser detectada por el relé de protección de tierra en razón de la configuración de la red. Por ejemplo, un relé de protección de tierra conectado del lado triángulo de un transformador triángulo-estrella es ineficaz para detectar las fallas de tierra del lado estrella.

La función de sobrecorriente de secuencia negativa ofrece una mayor sensibilidad a las fallas fase – fase de alta impedancia, sin proporcionar protección de respaldo de la red para fallas trifásicas y otras fallas que no son cubiertas por protecciones de sobrecorriente de fase.

Ajuste del arranque de la protección de sobrecorriente de secuencia inversa

Para calibrar la función se debe considerar el desequilibrio máximo permitido durante el funcionamiento, debiendo ajustarse la protección al 20% por encima de la corriente de secuencia inversa, **este ajuste se lo realiza durante la fase de puesta en servicio, al momento de visualizar las mediciones en el relé.**

Para usar esta función como alarma o respaldo se debe emplear una temporización larga asegurándose que dicha temporización este por encima del tiempo de funcionamiento (para falla mínima) de cualquier otro dispositivo de protección de la red, que podría activarse ante fallas desequilibradas.

6.3.3.10 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 49 (PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA)

Debido a la complejidad en la construcción de un generador, no se puede contar con un modelo matemático preciso de sus características térmicas, lo que se hace es considerar a la máquina como un cuerpo homogéneo, lo cual es demasiado simplificado. La función 49 permite detectar la sobrecarga térmica, se la puede calibrar ya sea en el modo de sobrecorriente o mediante el uso de dispositivos de supervisión de la temperatura (RTD), que se instalan en sitios específicos.

Al emplear la protección térmica por sobrecorriente, se tiene una característica térmica tiempo-corriente producida por el relé, es decir considera al generador como un cuerpo homogéneo, que ya se dijo que es demasiado simplificado. Si se emplea la protección en este modo, se tendrá que coordinar con la curva de capacidad térmica del generador.

Es por eso que para obtener una representación más precisa del estado térmico del generador, se recomienda utilizar una protección de sobrecarga térmica a través de RTD, el relé acepta 10 entradas de tipo A PT100 de 3 hilos que miden la temperatura dentro de un rango de -40° a +300°C, además es posible configurar etiquetas para cada una de las entradas de los RTD tal como se



muestra en la *Tabla C.10* de *Anexo C* y así identificar la temperatura de la zona correspondiente en el generador.

Los RTD se colocan en lugares estratégicos del generador, susceptibles de calentarse o de sufrir daños por calentamiento. Para configurar la protección, los datos tanto de ubicación como la información de temperaturas admisibles, deben ser facilitados por el fabricante del generador.

Cuando el valor de la señal que se toma de los RTD está fuera del rango permitido, se emite una alarma que indica que se ha producido un circuito abierto o un cortocircuito en alguna entrada del RTD.

Para el ajuste de los RTD, se debe seleccionar el bit a usarse, en nuestro caso se emplean 9 de las 10 entradas, que servirán para recibir las señales de 2 sensores de temperatura PT100 en cada fase del bobinado principal del estator y 1 sensor de temperatura PT100 en cada rodamiento, quedando de la siguiente manera la selección de bits 0111111111.

Fases del bobinado principal del estator	
125°C	Alarma
140 °C	Disparo
Rodamientos	
85°C	Alarma
95 °C	Disparo

Tabla 6.4 Datos de temperatura dados por el fabricante.

Lo anterior significa que se han activado del RTD1 al RTD9, además se debe ajustar la temperatura para la etapa de alarma y disparo de cada RTD, además el ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de alarma y del elemento de disparo de los RTD, el cuadro de calibración se muestra en la *Tabla C.11* del *Anexo C*.

6.3.3.11 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 51V (PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEPENDIENTE DE LA TENSIÓN)

Se decidió emplear la función de sobrecorriente restringida por tensión 51VR como función de respaldo del generador, en función de la recomendación técnica por la forma de acoplamiento de la generación distribuida a la red, para evitar posibles errores en la actuación de los relés de protección, causadas tanto por fallas externas como internas.

Para brindar mayor seguridad al generador ante fallas aguas abajo que no han sido despejadas, esta protección tiene la capacidad de cambiar su ajuste de arranque de corriente en función de la tensión que percibe en sus terminales, lo cual significa que permite incrementar su sensibilidad ante fallas externas, asegurando la no actuación ante corrientes de carga.

El transformador de potencia a través del cual se acopla la minicentral a la red y evacua la energía que se genera es un tipo DYn5, lo cual implica que se debe realizar un ajuste de los vectores de tensión.

$$\text{Rotación vector} = \text{Triángulo} - \text{Estrella}$$



Ajuste de arranque para el disparo de sobrecorriente controlada:

El ajuste de corriente debe fijarse de manera de que tenga un valor primario de funcionamiento, superior a la máxima corriente de carga del generador.²⁷ El generador de la minicentral Gualaceo está diseñado para trabajar con una sobrecarga del 10%, por un tiempo adecuado. Por tal motivo, el valor de este ajuste es el 150% de la corriente nominal del generador, la cual es 1.504 A.

$$\text{Ajuste de arranque para el disparo} = 1,5 \times I_n = 2.256 \text{ A}$$

Para la configuración del relé es necesario referir este valor de arranque al lado secundario de los TC's.

$$RTC = \frac{2.500}{5} = 500$$

$$\text{Ajuste de arranque para el disparo} = \frac{1,5 \times I_n}{RTC} = \frac{1,5 \times 1504 \text{ A}}{500} = 4,512$$

Se recomienda que el factor k se seleccione para tener una corriente primaria de arranque inferior al 50% de la corriente de falla mínima en régimen permanente, comparando las corrientes de cortocircuito de estado estable, para la falla trifásica y la bifásica según las ecuaciones que se plantean a continuación, tomando la impedancia equivalente de $1,1116 + j 0,6118 \text{ pu}$, en los terminales del generador.

Para fallas trifásicas.

$$I_{f-3\phi} = \frac{E_n}{\sqrt{3 \times (R_f^2 + (X_s + X_f)^2)}}$$

$$V_{\phi-\phi} = \frac{E_n \times \sqrt{(R_f^2 + X_f^2)}}{\sqrt{R_f^2 + (X_s + X_f)^2}}$$

Para fallas bifásicas.

$$I_{f-2\phi} = \frac{\sqrt{E_n}}{\sqrt{(2 \times R_f)^2 + (X_s + X_2 + 2 \times X_f)^2}}$$

$$V_{\phi-\phi} = \frac{2 \times E_n \times \sqrt{(R_f^2 + X_f^2)}}{\sqrt{(2 \times R_f)^2 + (X_s + 2 \times X_f)^2}}$$

donde:

- I_f Corriente primaria mínima del generador vista para una falla multifásica en los terminales del alimentador.
- E_n "f.e.m." interna de fase-fase sin carga del generador.
- R_f Resistencia de secuencia positiva del alimentador.
- X_f Reactancia de secuencia positiva del alimentador.
- X_s Reactancia sincrónica longitudinal del generador.
- X_2 Reactancia de secuencia negativa del generador.

Para la calibración empleamos los siguientes valores en referencia a la recomendación técnica.

$$I_{f-3\phi} = \frac{1}{\sqrt{3 \times (1,1116^2 + (1,83 + 0,6118)^2)}} \text{ pu} \times 1504 \text{ A} = 323,661 \text{ A}$$

²⁷ Schneider Electric, P34x/ES M/I76, "Manual técnico Relés de Protección de Generadores" MiCOM P342/P343/P344/P345 & P391, Sección de Aplicación, Pags. 6-26.



$$V_{\phi-\phi} = \frac{1200 \times \sqrt{(1,1116^2 + 0,6118^2)}}{\sqrt{1,1116^2 + (1,83 + 0,6118)^2}} = 211,531 \text{ V}$$

$$I_{f-2\phi} = \frac{\sqrt{1}}{\sqrt{(2 \times 1,1116)^2 + (1,83 + 0,12 + 2 \times 0,6118)^2}} \text{ pu} \times 1504 \text{ A} = 388,032 \text{ A}$$

$$V_{\phi-\phi} = \frac{2 \times 1200 \times \sqrt{(1,1116^2 + 0,6118^2)}}{\sqrt{(2 \times 1,1116)^2 + (1,83 + 2 \times 0,6118)^2}} = 806,214 \text{ V}$$

El producto del “factor de multiplicación para la protección de sobrecorriente restringida por la tensión” y el “ajuste de arranque para el disparo” debe fijarse de tal manera que sea menor que la I_f calculada anteriormente.

$$\text{Factor de multiplicación} \times \text{Ajuste de arranque para disparo} = 0,9 \times I_{f-\min}$$

$$\text{Factor de multiplicación} = \frac{0,9 \times I_{f-\min}}{\text{Ajuste de arranque para disparo}}$$

$$\text{Factor de multiplicación} = \frac{0,9 \times 323,661}{2256} = \mathbf{0,13}$$

Ajuste de mínima tensión de la característica de sobrecorriente restringida:

El ajuste de tensión para la conmutación entre las características de carga y de falla, debe ser superior a la tensión del borne, en el caso de una falla en la que se requiera protección de respaldo. En una red directamente puesta a tierra, se puede hacer que el elemento sea insensible ante fallas a tierra, asegurándose de que el ajuste de tensión sea inferior al 57%V_n (mínima tensión fase – fase en el caso de una falla a tierra monofásica).

Un ajuste típico de mínima tensión de la característica de sobrecorriente restringida por la tensión es 30% V_n recomendado para asegurar la actuación de la protección, permitiendo que la característica de funcionamiento del relé se modifique, tanto en el caso de fallas de fase como de tierra.

Mínima tensión de la característicade sobreintensidad controlada

$$\text{y restringida por la tensión} = 57\% \times V_n = 0,57 \times 480 = 273,6 \text{ V}$$

Mínima tensión de la característicade sobreintensidad restringida

$$\text{por la tensión} = 30\% \times V_n = 0,30 \times 480 = 144 \text{ V}$$

Los valores deben ser referidos al lado secundario de los TP's, por lo tanto se tiene:

$$RTP = \frac{480 \text{ V}}{110 \text{ V}} = 4,36$$

Mínima tensión de la característica de sobrecorriente controlada

$$\text{y restringida por la tensión} = \frac{273,6 \text{ V}}{RTP} = \frac{273,6 \text{ V}}{4,36} = \mathbf{63 \text{ V}}$$

Mínima tensión de la característica de sobrecorriente restringida

$$\text{por la tensión} = \frac{144 \text{ V}}{RTP} = \frac{144 \text{ V}}{4,36} = 33 \text{ V}$$

Selección de la característica de disparo para la protección de sobrecorriente restringida por tensión:

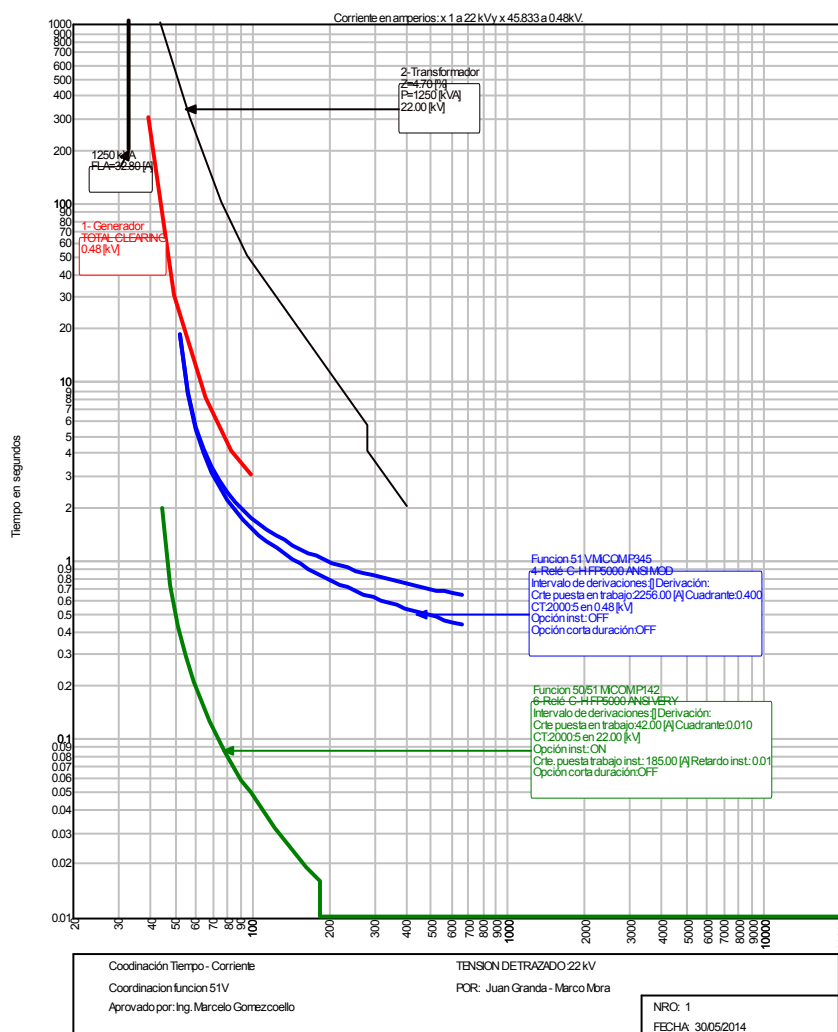


Figura 6.5 Curva de coordinación de la función 51V (transformador – generador).

Para seleccionar la característica de la curva del relé, es necesario contar con la curva de capacidad térmica de tiempo corto del generador y la curva límite de daño de sobrecorriente del transformador. Estas curvas se tomaron de las hojas de características de los equipos empleados en la minicentral Gualaceo, provistos por los fabricantes y se observan en la *Figura 6.5* de calibración.

Esta curva de actuación del relé queda determinada de la siguiente manera coordinada con la curva ANSI IEEE extremadamente inversa del relé de línea.

Característica de la curva de disparo = IEEE E Inverse

Configuración del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento de la característica IEC:

La curva de actuación de sobrecorriente seleccionada para el relé, como se mencionó es una curva ANSI extremadamente inversa. El ajuste de su DIAL corresponde a 0,4.

$$Dial = 0,4$$

Utilizando los valores de calibración anteriores, el ajuste del relé para la función de protección de respaldo de sobrecorriente con restricción de tensión queda establecido según la *Tabla C.12 del Anexo C*.

6.3.3.12 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 50/50N (PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEA)

Con la finalidad de respaldar la protección del generador se activan las funciones de sobrecorriente de fase y de tierra instantáneas, las cuales deberán coordinar con la actuación de las protecciones agua arriba, teniendo la siguiente calibración.

- Instantánea de fase (50)

Pick Up: 3,5 In (10,53 A)

- Instantánea de tierra (50N)

Pick Up: 1,5 **corriente de falla a tierra limitada.**

6.3.3.13 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 50BF (PROTECCIÓN DE FALLO DE INTERRUPTOR)

La protección de fallo de interruptor puede utilizarse para disparar los interruptores de respaldo situados aguas arriba de la falla, a fin de aislarla correctamente, en el caso de no darse un adecuado despeje del fallo por parte del interruptor que debe abrir.

La protección de fallo de interruptor puede igualmente reiniciar los contactos de salida asegurando que las órdenes de bloqueo a las protecciones aguas arriba sean eliminadas. Los ajustes típicos de temporización a utilizar son los mostrados en la tabla.

Note que todos los reinicios de Fallo INT involucran el funcionamiento de los elementos de mínima corriente. Si se utiliza reposición del elemento o de INT abierto, se deberá usar todavía, el ajuste de tiempo de mínima, aún si esto resulta ser el peor caso.

Mecanismo Reinicio Tiempo Fallo INT	tBF Tempo	Tiempo típico p / INT 2 Ciclos
Inicializando elemento de reinicio	Tiemp interrupción INT+ tiemp reinicio elemento (máx.) + error en tBF tempo + margen seguridad	50 + 50 + 10 + 50 = 160 ms



INT. Abierto	Tiempo de apertura/cierre contactos auxiliares interruptor (máx.) + error en el temporizador tBF + margen de seguridad	$50 + 10 + 50 = 110 \text{ ms}$
Elementos de mínima corriente	Tiempo interrupción INT+ elemento mín. corriente (máx.) + tiempo funcionamiento margen seguridad	$50 + 12 + 50 = 112 \text{ ms}$

Tabla 6.5 Tabla de tiempos de ajuste de la función fallo de interruptor 50BF en relé del generador.

Considerando que el interruptor empleado en el generador de la minicentral es un Interruptor Masterpact NW 20 básico fijo tipo H1, 3P. de 3 ciclos y que se usan relés auxiliares 89 con un retardo adicional de 60 ms según su característica, debiendo adicionarse este valor a la temporización del esquema de actuación por mínima corriente que es el que se recomienda emplear:

$$t = 125 + 60 = 185 \approx 190 \text{ ms}$$

El ajuste de mínima corriente de fase (I_c) debe ser menor que la corriente de carga, para asegurar una correcta detección de la apertura del interruptor. Un ajuste típico para líneas aéreas o circuitos de cables es el 20% I_n , siendo 5% I_n común para un Fallo INT de interruptor de generador.

Los elementos de protección de falla a tierra sensible (FTS) y de mínima corriente de falla a tierra estándar deben ser menores que el ajuste de disparo respectivo.

$$\text{Ajuste de mínima corriente} = 0,05 I_{\text{nominal}}$$

$$\text{Ajuste de mínima corriente} = 0,05 \times 1504$$

$$\text{Ajuste de mínima corriente} = 75,2 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste de mínima corriente} = \frac{75,2}{RTC} = \frac{75,2}{500} = 0,15 \text{ A}$$

El ajuste del relé para la función de fallo de interruptor y de mínima corriente queda establecido según la *Tabla C.13* del *Anexo C*.

6.4 PROTECCIÓN DE LA LÍNEA Y PUNTO DE ACOPLAMIENTO

6.4.1 LÍNEA DE EVACUACIÓN Y PUNTO DE ACOPLAMIENTO

La línea de evacuación que evacua la energía producida en la minicentral se conecta a un ramal secundario del alimentador trifásico 1523, de propiedad de la CENTROSUR, el cual en la actualidad presta servicio a las parroquias del noroeste del cantón Gualaceo en dirección a la zona de Certag, Uzhupud, y al cantón Paute.

El punto de acoplamiento está en una zona con poca demanda y relativamente alejado del centro de carga.

6.4.2 RELÉ MICOM P142

Pertenece a la gama de relés MiCOM P14x, para manejo de alimentadores. permite proporcionar una solución integral en el ámbito de protección, control y monitoreo de líneas aéreas y cables subterráneos desde niveles de tensión de distribución hasta los de transmisión. El equipo incluye un amplio abanico de funciones tal como se muestra en la *Figura 6.6*, distintas de estas funciones de protección para ayudar con el diagnóstico de las redes y análisis de fallas.

Las características de protección se resumen a continuación.

6.4.3 CALIBRACIÓN Y COORDINACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN DE LA LÍNEA

Antes de calibrar y ajustar las funciones de protección se establece la forma de medición y que parámetros deben ser tomados en cuenta por el relé, los protocolos de comunicación, y todas la funciones a emplear, a continuación se describe el ajuste de las funciones utilizadas en la línea de la minicentral Gualaceo.

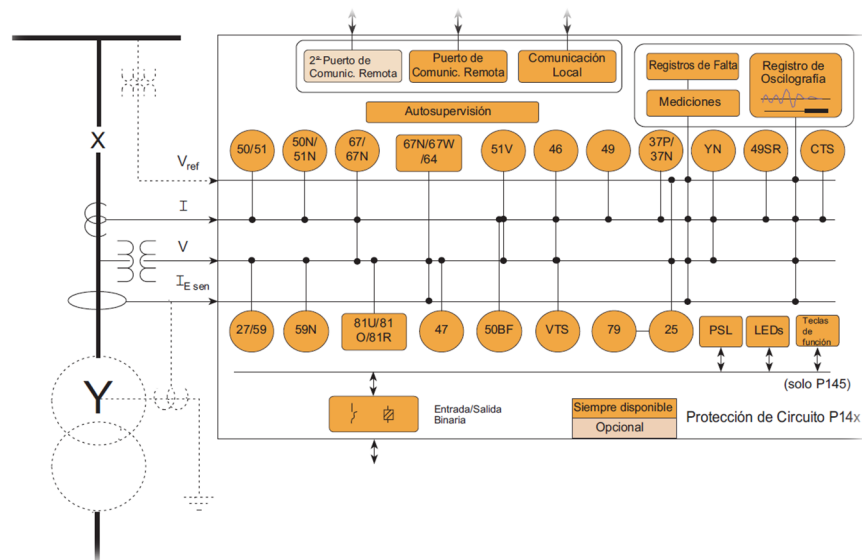


Figura 6.6 Vista general de las Funciones de protección del relé MiCOM P142.

Fuente: Manual técnico del relé de protección.

- Protección de sobrecorriente instantánea, temporizada y direccional de fase 50/51/67.
- Protección de sobrecorriente instantánea, temporizada y direccional de tierra 50N/51N/67N.
- Protección de mínima tensión 27.
- Protección de sobretensión 59.
- Protección de frecuencia anormal 81U/81O.
- Protección de conductor roto BW.
- Protección de sobretensión de secuencia inversa 47.
- Protección de fallo del interruptor 50BF – 37.



6.4.3.1 CALIBRACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE DE FASE 50/51/67 Y DE TIERRA 51N/67N

Las funciones de sobrecorriente están determinadas como protecciones principales en el tramo de la línea de transmisión y en el punto de acoplamiento de la minicentral con la CENTROSUR, estas se calibran y coordinan con la finalidad de proteger a la minicentral, sin descuidar la disponibilidad de energía en el alimentador.

a. Unidad temporizada de fase 51

La unidad temporizada debe ser coordinada con los fusibles de la CENTROSUR, mostrados en la *Tabla 6.6*, que se encuentran en los ramales primarios por los cuales se evacua la energía generada en la minicentral Gualaceo.

ID	CÓDIGO PUESTO	CÓDIGO ESTRUCTURA	FASES	I (A)	TIPO	TF #	MARCA	Estado
47811	10736	3E100V	ABC	9,2	K	65	KEARNEY	Cerrado
43970	17445	3E200V	ABC	0	K	65	KEARNEY	Abierto

Tabla 6.6 Características de los fusibles de la EERCS C.A.

Fuente: Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A.

La unidad temporizada es ajustada con la selección del DIAL y el TAP.

El TAP define el “pick up” o valor de “arranque” de la corriente en la que se debe calibrar el relé, en el caso presente este ajuste es hecho en función de los múltiplos de la corriente nominal, pero el cálculo del TAP se hace como se muestra en la siguiente expresión:

$$TAP = \frac{1,3 \times I_{Nom}}{RTC}$$

El ajuste del DIAL representa el retardo de tiempo antes de que el relé actúe, según el tipo de curva que se seleccione para la operación de la protección, siempre que la corriente de la falla alcance un valor igual, o mayor que, el valor de pick up.

En los sistemas de distribución, donde es posible aumentar la carga en los alimentadores bajo las condiciones de emergencia, el factor 1,5 en el cálculo del TAP puede aumentarse a 2,0, pero en nuestro caso tomamos un factor de 1,3 para mejorar la sensibilidad de la protección y considerando la sobrecarga admisible en el generador.

$$I_{Linea} = \frac{S_{n_{Gualaceo}}}{\sqrt{3} \times V_{f-f}} = \frac{1250 \text{ KVA}}{\sqrt{3} \times 22 \text{ kV}} = 32,8 \text{ A}$$

La corriente de arranque referida al secundario de los TC's, se obtiene al dividirla para su relación de transformación RTC:

$$RTC = \frac{40}{5} = 8$$

$$TAP = \frac{1,3 \times I_{nLinea}}{RTC} = \frac{1,3 \times 32,8}{8} = 5,25 A$$

$$I_{ajuste(51)} = \frac{1,3 \times I_{nLinea}}{I_{nrele}} \times I_n = \frac{1,3 \times 32,8}{40} \times I_n = 1,05 \times I_n$$

Se realiza una prueba rápida de coordinación con las curvas características del relé y de los fusibles, empleando los valores de corriente de cortocircuito en el tramo de alimentador, para realizar un mejor ajuste y en el caso de requerirse cambios en la propuesta de coordinación, para la minicentral tal como se observa en la *Tabla 6.7*, los valores de actuación del relé son superiores a los del fusible tipo K (FTK), razón por la cual se propone un ajuste más sensible de la protección instantánea.

MTA_S_49338		INTERCONEXIÓN	
Falla Monofásica	Falla Trifásica	Falla Monofásica	Falla Trifásica
R50 0,01	R50 0,01	R50 0,01	R50 0,01
FTK 0,0102	FTK 0,01	FTK 0,0303	FTK 0,0202
R51 0,0964	R51 0,8533	R51 0,0627	R51 0,8293

Tabla 6.7 Tiempos de actuación de las protecciones.

En el relé se ha seleccionado una curva ANSI moderadamente inversa con un dial al mínimo (0,01) y se prueba con los fusibles tipo K como se aprecia en la *Figura 6.7*.

b. Unidad de instantánea de fase 50.

Un ajuste recomendado en unidades de sobrecorriente instantánea de fase para sistemas y redes de distribución, es:

- El 50% de la corriente de cortocircuito máxima en el punto de conexión del relé
- Entre seis y diez veces la capacidad nominal máxima del circuito²⁸.

Pero en este caso la calibración se realiza basándose en la recomendación de la norma IEEE Std 1547, en la cual se establece que la generación distribuida debe dejar de energizar una falla producida en el sistema de distribución, tomando un valor del 50% de la corriente de cortocircuito máxima en el punto de conexión del relé como pick up para un disparo de la unidad instantánea, con la finalidad de mejorar la sensibilidad y selectividad de la protección, teniendo los siguientes datos y resultados de calibración.

Cálculos para el ajuste de la función.

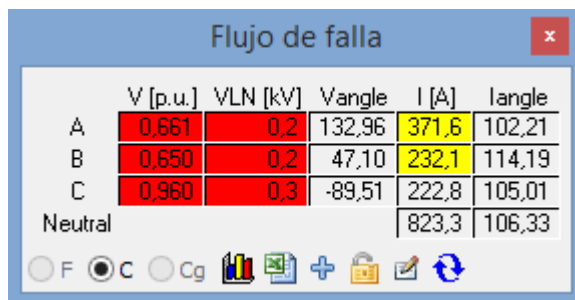
$$RTC = \frac{40}{5} = 8$$

28 Tomado de Corporación "CENACE", Curso de Posgrado: "Operación de Sistemas Eléctricos de Potencia", modulo VI: Protección de sistemas eléctricos de potencia y automatismos, Quito, julio del 2001, Pag. 6.

$$I_{ajuste} = \frac{0,5 \times I_{f_{max}}}{RTC} = \frac{0,5 \times 371,8}{8} = 23,25 A$$

$$I_{ajuste(50)} = \frac{0,5 \times I_{f_{max}}}{I_{maxTC}} I_n = \frac{0,5 \times 371,8}{40} I_n$$

$$I_{ajuste(50)} = 4,65 I_n$$



	V [p.u.]	VLN [kV]	Vangle	I [A]	Iangle
A	0,661	0,2	132,96	371,6	102,21
B	0,650	0,2	47,10	232,1	114,19
C	0,960	0,3	-89,51	222,8	105,01
Neutral				823,3	106,33

Figura 6.7 Cuadro de corriente máxima de cortocircuito en el punto de interconexión de la MCHG.

Fuente: Software de simulación CYMDIST

c. Unidad temporizada de tierra 50N/51N.

Los valores ajustados para la unidad 51N de la línea son las siguientes, según el análisis para hacer discriminación de fallas monofásicas lejanas a los puntos de coordinación.

Característica de tiempo inverso: ANSI moderadamente inversa, TD = 0,13

La corriente de arranque se ajusta en 50 A y referida al secundario de los TC's, se obtiene:

$$RTC = \frac{40}{5} = 8$$

$$I_{arranque} = 50 A_{primarios} = \frac{50}{RTC} = 6,25 A_{secundarios}$$

El ajuste instantáneo de tierra lo realizamos a un valor de 8 veces el valor de pick up de la función temporizada.

d. Unidad direccional de fase 67

Los ajustes empleados en los relés de sobrecorriente direccional dependen de la aplicación concreta, en aplicaciones en las que se tiene el flujo en una sola dirección, el ajuste del relé puede ser menor que el nivel de carga total del circuito. Típicamente, el 50% de I_n .

Los ajustes de ángulo característico requeridos para los relés direccionales dependerán de la aplicación concreta en la que se utilicen. Los ajustes de ángulo característico recomendados para alimentadores simples o aplicaciones con un punto puesto a tierra (fuente de secuencia cero) detrás del emplazamiento del relé, deberían usar un ajuste de +30° ACR

Resumen de la calibración:

$I_{\text{Dirección}}_{(67)} = \text{Hacia Átras}$

$$I_{\text{ajuste}}_{(67)} = \frac{0,5 \times I_{\text{carga}}}{RTC} = \frac{0,5 \times 32,8}{8} = 2,05 \text{ A}$$

$$I_{\text{ajuste}}_{(67)} = \frac{0,5 \times I_{\text{carga}}}{I_{\text{maxTC}}} I_n = \frac{0,5 \times 32,8}{40} I_n$$

$$I_{\text{ajuste}}_{(67)} = 0,41 I_n$$

$$I_{\text{Angulo}}_{(67)} (ACR) = +30^\circ$$

$\text{Característica}_{(67)} = \text{Instantánea}$

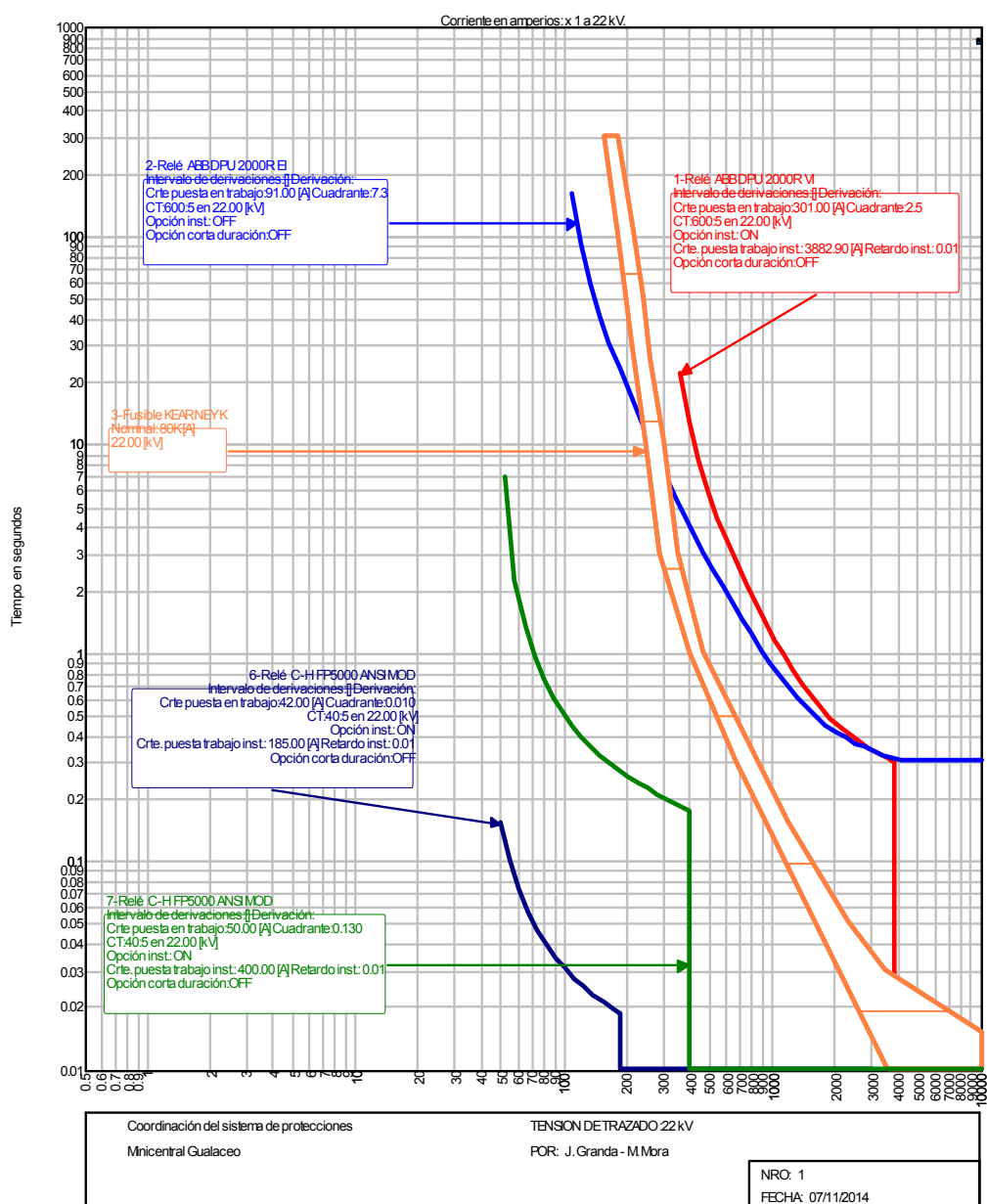


Figura 6.8 Curvas de coordinación de protección: función 50/51 y 50N/51N del relé – fusibles.

**e. Unidad direccional de tierra 67N**

Con una calibración usual del 30% del valor de la calibración de fase se realiza el ajuste de la unidad de tierra para aplicaciones simples, con la falla a tierra direccional, la corriente residual bajo condiciones de falla está retrasada con relación a la tensión de polarización. Por lo tanto, son necesarios ajustes de ACR negativos para las aplicaciones FTD.

Se recomienda los siguientes ajustes de ángulo para un relé polarizado mediante tensión residual para redes de distribución (directamente puesta a tierra) es -45° . En el caso de la polarización de secuencia inversa, los ajustes ACR deben basarse en el ángulo de la impedancia fuente de SFI, el ajuste típico para redes de distribución es -45° .

$$I \text{ Dirección} = \text{Hacia Átras}$$

$$I \text{ ajuste}_{(67N)} = 0,3 \times I \text{ ajuste}_{(67)} = 0,615 A_s = 0,123 I_n$$

$$I \text{ Angulo}_{(67N)} (ACR) = -45^\circ$$

$$\text{Característica}_{(67)} = \text{Instantánea}$$

Todas las calibraciones de las unidades de sobrecorriente de fase se muestran en la *Tabla C.14* y las de tierra en la *Tabla C.15* del *Anexo C*.

6.4.3.2 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 27 (PROTECCIÓN MÍNIMA TENSIÓN)

Ambas funciones de sobretensión y de mínima tensión se pueden encontrar en el menú (Protección de Tensión) del relé.

La protección de mínima tensión, incluida en los relés P14x, consiste en dos umbrales independientes. Éstos se pueden configurar ya sea en mediciones de fase a fase o de fase a neutro y en modo trifásico o cualquier fase.

El umbral 1 puede seleccionarse como IDMT, DT o Desactivado. El umbral 2 es sólo DT. Se incluyen dos umbrales para proporcionar tanto umbrales de alarma como de disparo, cuando sea necesario.

Esta función es calibrada basándose en la *Tabla 1*, de la norma IEEE Std. 1547TM 2003, en la cual se dan rangos de tensión recomendadas para realizar la calibración de las protecciones de tensión.

Cálculos:

$$V_{n(\phi-\phi)} = 22,00 \text{ kV}$$

Utilizando la relación de transformación de los TP's (RTP) referimos los rangos de tensiones, al secundario de los TP's, para los dos umbrales que son activados como tiempo definido.

$$RTP = \frac{22000}{110} = 200$$



$$Disparo = \frac{V_{n(\phi-\phi)} \times 0,8}{RTP} = \frac{22.000 \times 0,8}{200} = 88 V$$

$$Alarma = \frac{V_{n(\phi-\phi)} \times 0,88}{RTP} = \frac{22.000 \times 0,88}{200} = 96.8 V = 97 V$$

Los tiempos están determinados en 5 segundos para alarma e instantáneo para disparo.

6.4.3.3 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 59 (PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN)

Esta función se calibra de forma similar a la 27 de baja tensión, considerando para ello, de igual manera la *Tabla 1* de la norma IEEE Std 1547™ 2003, y la tabla de calibración del relé se muestra en la *Tabla C.17* del *Anexo C*.

Cálculos:

$$Alarma = \frac{V_{n(\phi-\phi)} \times 1,1}{RTP} = \frac{22.000 \times 1,1}{200} = 121 V$$

$$Disparo = \frac{V_{n(\phi-\phi)} \times 1,2}{RTP} = \frac{22.000 \times 1,2}{200} = 132 V$$

Los tiempos están determinados en 5 segundos para alarma e instantáneo para disparo

6.4.3.4 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 81 (PROTECCIÓN DE FRECUENCIA ANORMAL)

La función de protección contra frecuencia anormal permite proteger al generador cuando al existir desequilibrio entre la generación y la carga se producen oscilaciones de frecuencia, que pueden exceder una banda de variación permitida en condiciones normales de operación.

El relé del alimentador incluye 4 umbrales de protección de mínima frecuencia y 2 umbrales de protección de máxima frecuencia. Los umbrales de mínima frecuencia pueden bloquearse, opcionalmente, por una condición de polo muerto (Interruptor abierto).

La calibración de esta función se basa en la norma IEEE Std 1547™ 2003, tomando en cuenta las recomendaciones hechas, para rangos de frecuencia admisibles de operación de generadoras, de la regulación 006/00: “Manual de Procedimientos de Despacho y Operación”, emitido por el CENACE, además se considera para este ajuste ámbitos operativos del sistema, como el hecho de que el alimentador está dentro del esquema de alivio de carga para frecuencias menores a 59,2 Hz.

Las tablas de calibraciones del relé se muestran en las *Tablas C.18 y C.19* del *Anexo C*.



a. Función 81U (Protección de baja frecuencia)

En el relé de baja frecuencia se debe activar solo una etapa de protección de mínima frecuencia. En el caso de sobre frecuencia se va a emplear solo una de las etapas de protección de sobre frecuencia, tomando en consideración la recomendación hecha por la norma IEEE Std. 1547TM - 2003.

La frecuencia y su temporización correspondiente de actuación se detallan a continuación en la *Tabla 6.8*:

Etapa	Frecuencia (Hz.)	Tiempo (s)
1	59,3	0,16
2	60,5	0,16

Tabla 6.8 Etapas de calibración para baja frecuencia.
Fuente: Elaboración propia.

b. Función 81O (Protección de sobrefrecuencia)

En este caso se va a emplear solo una de las etapas de protección de sobre frecuencia. La frecuencia es de 60,5 Hz, con una temporización de 0,16 seg, tomando en consideración la recomendación hecha por la norma IEEE Std. 1547TM - 2003.

6.4.3.5 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN BW (CONDUCTOR ROTO)

La apertura o pérdida de servicio en una de las fases de un circuito se considera como un funcionamiento anormal o falla, el mismo que a menudo se puede presentar en cualquier punto de una red eléctrica debido a varios factores como: rotura de conductor, mal funcionamiento de los polos del interruptor, o a la apertura de un fusible, provocando desequilibrios en el sistema.

Usualmente para detectar este tipo de fallas se emplean relés de sobrecorriente de secuencia inversa, sin embargo, un elemento de secuencia inversa no funcionará con niveles débiles de carga o ante fallas en puntos lejanos, los cuales no provocan grandes desequilibrios.

El relé incluye un elemento que mide la relación entre la corriente de secuencia inversa y la corriente de secuencia directa (I_{inv}/I_{dir}). Este elemento es más sensible que el elemento de detección de la corriente de secuencia negativa, en la medida en que esta relación es prácticamente constante en presencia de variaciones de la carga, debiendo considerarse el nivel de sensibilidad de la protección durante las pruebas de la puesta en servicio para evitar actuaciones innecesarias, ya que la calibración está hecha con los datos de una simulación y en caso que se requiera se descarte el uso de esta función.

Conviene advertir que es necesaria una corriente de secuencia inversa de al menos el 8% para asegurar el buen funcionamiento del relé de protección, es necesaria una temporización suficientemente grande para asegurar la coordinación con los otros dispositivos de protección. En general, puede utilizarse una temporización de 60 segundos.

Ajuste para determinar el nivel de arranque de la relación entre la corriente de secuencia inversa e corriente de secuencia directa.

	V (pu)	i (A)	kW	kVAR	kVA	Sec + (I - V)	Sec - (I - V)	SEC 0 (I-V)	I neutro
A	1,006	31,1	-396,2	33,0	397,5	31,09	0,01	0,03	0,1
B	1,006	31,1	-396,2	33,6	397,7	-175,09	-148,84	116,15	116,15
C	1,006	31,1	-395,5	33,3	396,9	12779,22	1,05	1,62	
Total:			-1188	100	1192	0,11	-154,05	-160,98	

Figura 6.9 Cuadro de flujo de carga en el interruptor de 22 kV.

$$I_{carga} = 31,09 \text{ A} ; I_{inv} = 0,01 \text{ A}$$

El ajuste está dado por:

$$\frac{I2}{I1} = \frac{I_{inv}}{I_{carga}} = \frac{0,01 \text{ A}}{31,09 \text{ A}} = 0,00032$$

Considerando el valor y los límites de ajuste de la función se toma el rango mínimo del ajuste (0,2), con una temporización (60 s) tal como se recomienda por parte del fabricante, por cuestiones de selectividad de las protecciones, la tabla de calibración del relé se muestra en la *Tabla C.20* del *Anexo C*.

Para comprobar el funcionamiento de la protección se realizó un cortocircuito monofásico en el tramo 49631_MTA, el mismo que es el último tramo trifásico del alimentador en la zona de Paute, obteniendo el siguiente resultado en el interruptor de línea de la MCHG.

	V (pu)	i (A)	kW	kVAR	kVA	Sec + (I - V)	Sec - (I - V)	SEC 0 (I-V)	I neutro
A	0,929	21,4	-51,6	-247,0	252,3	2,43	2,50	16,46	49,4
B	0,999	14,0	-130,3	120,4	177,4	100,02	100,78	102,18	102,18
C	1,000	14,0	169,7	54,3	178,2	12397,51	304,22	299,62	
Total:			-12	-72	73	-0,02	-179,29	179,65	

Figura 6.10 Cuadro de flujo de carga en el interruptor de 22 kV., ante un cortocircuito monofásico en un punto lejano del alimentador.

$$\frac{I2}{I1} = \frac{I_{inv}}{I_{dir}} = \frac{2,50 \text{ A}}{2,43 \text{ A}} = 1,03$$

Este resultado generaría un disparo en el interruptor de 22kV., luego de que se cumpla el tiempo de calibración de la función.

6.4.3.6 CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN 47 (SOBRETENSIÓN DE SECUENCIA INVERSA)

Una de la mayores preocupaciones en los sistemas de potencia es la detección de una inversión de fases, más que los pequeños desequilibrios que siempre están presentes, no es necesario un ajuste sensible. Además, debe asegurarse que el ajuste sea superior a cualquier tensión de secuencia inversa presente en la red y que pudiese encontrarse debido a desequilibrios en el TP de medición, tolerancias del relé, etc. Un ajuste típico empleado para este fin es aproximadamente de un 15% de la tensión nominal.



Debe acotarse que en el MiCOM P142 los niveles de tensión de secuencia inversa (V2), serán desplegados en la columna "Mediciones 1" del menú del relé, llamada "Magnitud V2". Por lo tanto, si se requieren ajustes más sensibles, pueden ser determinados durante la etapa de puesta en servicio al visualizar el nivel real presente, la tabla de calibración del relé se muestra en la *Tabla C.21* del Anexo C.

Ajuste para activar o desactivar el elemento de sobretensión de secuencia inversa de tiempo definido.

$$V_{n(\emptyset-\emptyset)} = 22,00 \text{ kV}$$

Utilizando la relación de transformación de los TP's (RTP) referimos los rangos de tenciones, al secundario de los TP's:

$$RTP = \frac{22000}{110} = 200$$

$$\text{Ajuste de arranque} = \frac{V_{n(\emptyset-\emptyset)} \times 0,15}{RTP} = \frac{22.000 \times 0,15}{200} = 16,5 \text{ V}$$

El tiempo de funcionamiento del elemento depende principalmente de la aplicación. Un ajuste típico se encontraría alrededor de 5 seg., según recomendación del fabricante del relé.

6.4.3.7 CALIBRACIÓN DE FUNCIÓN 50BF (FALLO DEL INTERRUPTOR) Y MÍNIMA CORRIENTE (37)

La protección de fallo interruptor puede utilizarse para disparar los interruptores de respaldo situados aguas arriba, a fin de aislar la falla correctamente, en el caso de no darse un adecuado funcionamiento del interruptor que debe abrir. La protección 50BF puede igualmente reiniciar los contactos de salida asegurando que las órdenes de bloqueo de las protecciones aguas arriba sean eliminadas. Los ajustes típicos de temporización a utilizar son los siguientes:

Mecanismo Reinicio Tiempo Fallo INT	tBF Tempo	Tiempo típico p / INT 2 Ciclos
Inicializando elemento de reinicio	Tiemp interrupción INT+ tiemp reinicio elemento (máx.) + error en tBF tempo + margen seguridad	50 + 50 + 10 + 50 = 160 ms
INT. abierto	Tiempo de apertura/cierre contactos auxiliares interruptor (máx.) + error en el temporizador tBF + margen de seguridad	50 + 10 + 50 = 110 ms
Elementos de mínima corriente	Tiempo interrupción INT+ elemento mín. corriente (máx.) + tiempo funcionamiento margen seguridad	50 + 25 + 50 = 125 ms

Tabla 6.9 Tabla de ajuste de la función de protección de conductor roto (BW) en relé de la línea.

Note que todos los reinicios de Fallo INT involucran el funcionamiento de los elementos de mínima corriente. Si se utiliza reposición del elemento o de INT abierto, se deberá usar todavía, el ajuste de tiempo, aún si esto resulta ser el peor caso.

Considerando que los interruptores son de 3 ciclos y que se usan relés auxiliares 89 con un retardo adicional de 60 ms según su característica, debiendo



adicionarse este valor a la temporización del esquema de actuación por mínima corriente que es el que se recomienda emplear:

$$t = 125 + 60 = 185 \approx 190ms$$

El ajuste de mínima corriente de fase (I_c) debe ser menor que la corriente de corriente de carga, para asegurar una correcta detección de la apertura del interruptor. Un ajuste típico para líneas aéreas o circuitos de cables es el 20% I_n , siendo 5% I_n común para un Fallo INT de interruptor de generador.

Los elementos de protección de falla a tierra sensible (FTS) y de mínima corriente de falla a tierra estándar deben ser menores que el ajuste de disparo respectivo.

$$\text{Ajuste de mínima intensidad} = 0,2 I_{nominal} = 0,2 \times 32,8 = 6,56 \text{ A}$$

$$\text{Ajuste de mínima intensidad} = \frac{6,56}{RTC} = \frac{6,56}{8} = \mathbf{0,82 \text{ A}}$$

La calibración de esta función en este relé se muestra en la *Tabla C.22* del *Anexo C*.



CAPÍTULO 7

7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

En el mundo actual, la generación distribuida ha vuelto a tomar importancia considerando que se pueden aprovechar recursos que están muy cercanos a la carga, para aportar nueva generación a la red. Este modelo de gestión a pesar de las ventajas que tiene, presenta situaciones adversas como la incidencia en el sistema de protecciones.

El impacto del proyecto Gualaceo en el alimentador se considera favorable, puesto que mejora su operación y calidad del suministro, sin alterar los niveles y aportes de falla en los puntos más críticos, facilitando la definición del esquema de protecciones, su ajuste y coordinación, conforme a las normativas técnicas y necesidades específicas de la minicentral, en base a su funcionamiento y forma de interconexión.

El uso de herramientas informáticas especializadas como CYME 5.04r05 – CYMDIST, y CYMTCC facilitan el estudio, ya que brindan la posibilidad de realizar diferentes análisis como: simulación de flujos de potencia, cortocircuitos, estabilidad transitoria y coordinación de protecciones, entre otras, dentro de la misma plataforma.

Las nuevas tecnologías aplicadas a los sistemas de protección permiten el desarrollo de equipos con altas prestaciones como los relés digitales, agrupando en un mismo dispositivo varias funciones de protección, medición, comunicación y autodiagnóstico, para obtener más beneficios y eficacia, optimizando tiempo, recursos y espacio.

Con el estudio de flujos de potencia se determina la forma en la cual se distribuye la energía en el alimentador, teniéndose que para la operación normal en períodos de mínima demanda se pueden presentar flujos bidireccionales en la cabecera y en máxima carga se llega a cubrir el 45% de la demanda del alimentador, con un incremento de pérdidas en función de la carga. En condiciones de contingencia se presenta un comportamiento similar, que no influye en el comportamiento del alimentador.

En el estudio de cortocircuitos se establecen los niveles de cortocircuito y tensiones, en los diferentes puntos de la red en los cuales hay incidencia de la minicentral, además determinando los aportes de la unidad de generación y de la S/E # 15 para estas fallas, información que se considera para la propuesta de ajuste de las protecciones.

Para la definición y ajuste de las protecciones se toma en cuenta los requerimientos específicos del generador y otros equipos del proyecto, normas y estándares en materia de protecciones para sistemas eléctricos de potencia, considerando también el estándar IEEE 1547, para la integración de generación distribuida al sistema de potencia y las recomendaciones de los fabricantes de los equipos.



Al inicio se propuso que la protección del transformador se haga únicamente con un relé buchholz, debido al tamaño y la capacidad del equipo a proteger, ya que como protecciones de respaldo se tienen funciones calibradas para el punto de acoplamiento y el generador.

No se contó con información complementaria de carácter específico y detalles técnicos de equipos como instrumentos de medición, relé buchholz y detalles de las protecciones empleadas por la CENTROSUR, lo cual dificultó un poco el trabajo.

Las protecciones empleadas en el generador están basadas en la norma IEEE C37.102, tomando en cuenta que ciertas protecciones como la 27TH, 46OC se deben ajustar in situ y la protección 49 cuenta solo con los datos de ajuste sin facilitarnos la definición de las señales y su ubicación específica. En cambio para el resto de la minicentral se considera a la norma IEEE 1547 y las recomendaciones técnicas.

RECOMENDACIONES

En todos los proyectos, se deben hacer estudios del impacto de la generación distribuida con su nivel de penetración, considerando diferentes escenarios de emplazamiento para obtener mayores beneficios en el alimentador y la central.

Al momento de ajustar los relés digitales hay que tomar en cuenta las recomendaciones hechas por el fabricante del mismo, y en el caso del generador y transformador solicitar todas las características técnicas tanto de construcción como de funcionamiento de los equipos. Ciertos valores de calibración deberán ser comprobados en las pruebas de puesta en marcha de la central y de ser necesario reajustarlos, dependiendo de los parámetros a ser considerados.

La CENTROSUR deberá realizar un estudio de impacto en la cabecera del alimentador cuando se den condiciones de demanda mínima, puesto que se pueden presentar eventos en los cuales la generación distribuida exporta energía a otros alimentadores.

Se recomienda analizar el uso de un reconectador en lugar de fusibles en el ramal principal al cual se conecta la minicentral, para aumentar la disponibilidad de energía, facilitando la reposición del sistema en el caso de fallas transitorias. También hay que tener presente que no se deben colocar más equipos de protección en la zona de incidencia del proyecto.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] González-Longatt, Francisco M.; ***"Impacto de la Generación Distribuida en el Comportamiento de los Sistemas de Potencia"***; Tesis PhD. Caracas, Universidad Central de Venezuela, 2008, 242 Pags.
- [2] García, Alberto M.; ***"Evaluación del Impacto de la Generación Distribuida en la Operación y Planificación de las Redes de Distribución Eléctrica"***; Tesis Ing., Madrid, Universidad Pontificia de Comillas, 2006, 192 Pags.
- [3] Standards Coordinating Committee 21 (Fuel Cells, Photovoltaics, Dispersed Generation, and Energy Storage); ***"IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems"***; New York - USA, IEEE-SA Standards Board, 2003, 27 Pags.
- [4] Leonard L. Grigsby; ***"Power Systems"***, third edition, New York, CRC Press, 2012, 568 Pags.
- [5] Headquarters Department of The Army; ***"Coordinated Power System Protection"***. Technical Manual, Washington D.C., Department of the Army, 1991, 159 Pags.
- [6] CONELEC; ***"Plan Maestro de Electrificación 2009-2020"***; Quito-Ecuador, 2008, 487 Pags.
- [7] Ing. Pedro Fernández Díez; ***"Turbinas Hidráulicas"***; Universidad de Cantabria, Departamento de Ingeniería Eléctrica y Energía, 148 Pags.
- [8] Ing. Ángel Luis Orille Fernández; ***"Centrales Eléctricas II: Introducción al sector eléctrico y al sistema de energía eléctrica"***; Universidad Politécnica de Catalunya, 1993, 206 Pags.
- [9] Roberto Ferreira, José Leal, Rogelio Olvera; ***"Control primario de carga-frecuencia en sistemas eléctricos de potencia aislados"***; Tesis Pregrado. México D.F., 2010, 108 Pags.
- [10] INECEL; ***"Plan Maestro de Electrificación del Ecuador 1989-2000"***; Quito-Ecuador, 1989.
- [11] CONELEC; ***"Plan Maestro de Electrificación 2013-2022"***; Quito-Ecuador, 2012, 523 Pags.
- [12] Ing. Renzo Tamasco Amador; ***"Protecciones eléctricas"***, Artículo, Colombia, 2007, 12 Pags.
- [13] Harvard Technology Middle East; ***"Advanced Techniques in Power Systems Protective Relaying"***; Abu Dhabi, 2004, 332 Pags.
- [14] Tutorial IEEE de Protección de Generadores Síncronos
- [15] Alstom; ***"Network Protection & Automation Guide"***; 2011, 508 Pags.
- [16] Andrew Keane; ***"Integration of Distributed Generation"*** Tesis PhD. The National University of Ireland; Dublin-Irlanda; 2007, 133 Pags.



- [17] Jorge Alberto Morales Vallejo; ***“Coordinación de Protecciones en Sistemas de Distribución con Generación Distribuida”***; Tesis Maestría. Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, México, 2007, 93 Pags.
- [18] Singh, Jacob Ostergaard, Naveen Jain; ***“Distributed Generation in Power Systems: An Overview and Key Issues”***. Artículo; 2004, 8 Pags.
- [19] J. C. Gómez, J. Vaschetti, C. Coyos, C. Ibarlucea; ***“Generación Distribuida: impacto en la calidad de potencia y en las protecciones”*** Artículo; 2010, 6 Pags.
- [20] Marta Bravo de las Casas, Yumil Yanez Boza; ***“Retos a Las Protecciones Eléctricas en Las Redes de Distribución con Generación Distribuida”***; Artículo; 2009, 8 Pags.
- [21] Iván Ramiro Calero Freire; ***“Protección de Generadores Eléctricos Mediante Relés Microprocesados Multifuncionales”***; Tesis Pregrado. Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2008, 350 Pags.
- [22] Stanley H. Horowitz, Arun G. Phadke; ***“Power system relaying”***; 2008, 332 Pags.
- [23] Les Hewitson, Mark Brown, Ben Ramesh ***“Practical Power Systems Protection”***; 2004, 289 Pags.
- [24] Industria Sigruma S.A de C.V, Protecciones eléctricas del Generador
- [25] Headquarters, Department Of The Army; ***“Coordinated Power Systems Protection”***, 1991.
- [26] Paithankar, Bhide; ***“Fundamentals of Power System Protection”***; 2003.
- [27] IEEE Power Engineering Society; ***“IEEE Guide for AC Generator Protection”***. IEEE Std C37.102™ - 2006.
- [28] IEEE Power Engineering Society; ***“IEEE Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations”***. IEEE Std C37.2™ - 2008.
- [29] Schneider Electric, MiCOM P342, P343, P344, P345. Relés de protección para generadores, Manual Técnico.
- [30] Russell Manson; ***“The Art & Science of Protective Relaying”***; General Electric.
- [31] John J. Grainger, William D. Stevenson Jr.; ***“Power System Analysis”***; 1994.
- [32] Ahmed Safie Eldin; ***“Practical Introduction to Power System Protection and Control”***; 2005.
- [33] Henry Roman Escobar Melgarejo, José Rafael Pérez Zorrilla; ***“Aplicación de Flujo de Carga Directo a redes de distribución de Gran Tamaño”***; Tesis Pregrado, Universidad Simón Bolívar, 2010, 184 Pags.



- [34] José Izquierdo Franco; ***“Estudios de Flujos de Potencia y Análisis de Fallas en Sistemas Eléctricos de Distribución Radial”***; Tesis Maestría, Universidad Autónoma de Nuevo León, 2002, 171 Pags.
- [35] Alfonso Jara Morales; ***“Estudios de Flujos de Potencia y de cortocircuito en Sistemas de distribución de Media Tensión Incorporando Generación Distribuida”***; Tesis Maestría, Instituto Politécnico Nacional, México, 2011, 150 Pags.
- [36] Análisis básicos de CYMDIST - Guía del Usuario, CYME 5.04; 2011, 130 Pags.
- [37] REGULACIÓN No. CONELEC – 006/00 - Procedimientos de Despacho y Operación.
- [38] REGULACIÓN No. CONELEC 001/13 - Regulación Para La Participación de Los Generadores de Energía Eléctrica Producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales.
- [39] REGULACIÓN NO. CONELEC 002/13 - Procedimiento de Calificación y Registro de los Proyectos de Generación de Energías Renovables No Convencionales menores a 1 MW.
- [40] REGULACIÓN NO. CONELEC 004/13 – Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución.
- [41] Reglamento de Despacho y Operación del SNI (Reforma 29-NOV-06).
- [42] <http://www.coandes.com.ec>
- [43] <http://www.inele.ufro.cl/apuntes/Protecciones/6PROTECCIONESCAPITULO3.pdf>
- [44] http://eie.ucr.ac.cr/uploads/file/proybach/pb2013/pb2013_052.pdf
- [45] <http://www.bdigital.unal.edu.co/3392/1/samuelramirezcastano.2003.pdf>
- [46] <http://science-hamza.blogspot.com/2011/07/automatic-voltage-regulator-avr.html>
- [47] Ingeniería de detalle para la rehabilitación de la Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo – CEDHI.
- [48] Estudios Complementarios Para La Rehabilitación de La Minicentral “Gualaceo”, Planos Versión B, 2013.



ANEXOS



ANEXO A

A. DETALLE DE EQUIPOS EMPLEADOS EN LA MINICENTRAL GUALACEO

A.1. DETALLE DEL GENERADOR

El generador empleado en el proyecto Gualaceo es del tipo eje vertical, sus características eléctricas y mecánicas de fabricación están detalladas a continuación en la *Tabla A.1*, el equipo es presentado en la oferta realizada por la empresa DELTA-Delfini & Cia., S.A.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL GENERADOR		
Fabricante	Marelli Generators	
Lugar de Fabricación	Vicenza - Italia	
Modelo	MJT 630 SC 8	
Resistencia de Calentamiento	Tipo B	
Clase de Aislamiento	Tipo H	
Montaje	V10	
Temperatura Ambiente	20°C	
Altitud Máxima	2412 m.s.n.m.	
Montaje	Vertical, V10 – IM4011	
Grado de Protección	IP23	
Enfriamiento	IC01	
Eje	Cilíndrico	
Rodamientos	Lubricados por grasa, vida útil de al menos 75000 horas	
Número de Polos	8	
Velocidad Nominal	900 r.p.m.	
Sobre Velocidad	1620 r.p.m. por 5 minutos	
Número de Terminales	6	
Peso	8100 kg	
Momento de Inercia	177 kg*m ²	
Standard de Fabricación	IEC	
Punto Neutro del Transformador de Corriente	3 CT 2000/5A 20VA CL5P10	
Frecuencia	60 Hz	
Tensión Nominal	480 V	
Factor de Potencia	0,8 en retraso	
Corriente Nominal	1504 A	
Potencia	1250 kVA	
Eficiencia f.p.=1	4/4	96,4%
	3/4	96%
	2/4	95%
	1/4	91,9%
Eficiencia f.p.=0,8	4/4	95,5%
	3/4	95%
	2/4	93,8%
	1/4	90,1%
SCR	0,61	SCR
Reactancias	%	pu
Síncrona de eje directo (Xd)	183	1,83
Transitoria de eje directo (X'd)	22	0,22
Subtransitoria de eje directo (X''d)	11,8	0,118
Síncrona de eje en cuadratura (Xq)	103	1,03
Transitoria de eje en cuadratura (X'q)	103	1,03
Subtransitoria de eje en cuadratura (X''q)	12,2	0,122
Secuencia Negativa	12	0,12
Secuencia Cero	6,7	0,067
Constantes de Tiempo		
Circuito Abierto	T'do	3,16 s
Transitorio	T'd	0,379 s

Subtransitorio Armadura	$T''d$	0,021 s
	T_a	0,064 s
Torque de Corto Circuito Fase a Fase	169 kN*m	
Torque de Corto Circuito Trifásico	112 kN*m	

Tabla A.1 Detalles y características del generador empleado.

Fuente: Ingeniería de detalle provista por DELTA DELFINI.

Otros detalles del equipo como la curva de decremento de aporte del generador al cortocircuito se puede ver en la *Figura A.1*, en la *Figura A.2* también se puede observar el comportamiento de eficiencia del generador, el porcentaje de caída de tensión, la capacidad de sobrecarga, la capacidad de tolerancia a la secuencia negativa y finalmente la curva de cargabilidad y límites del generador.

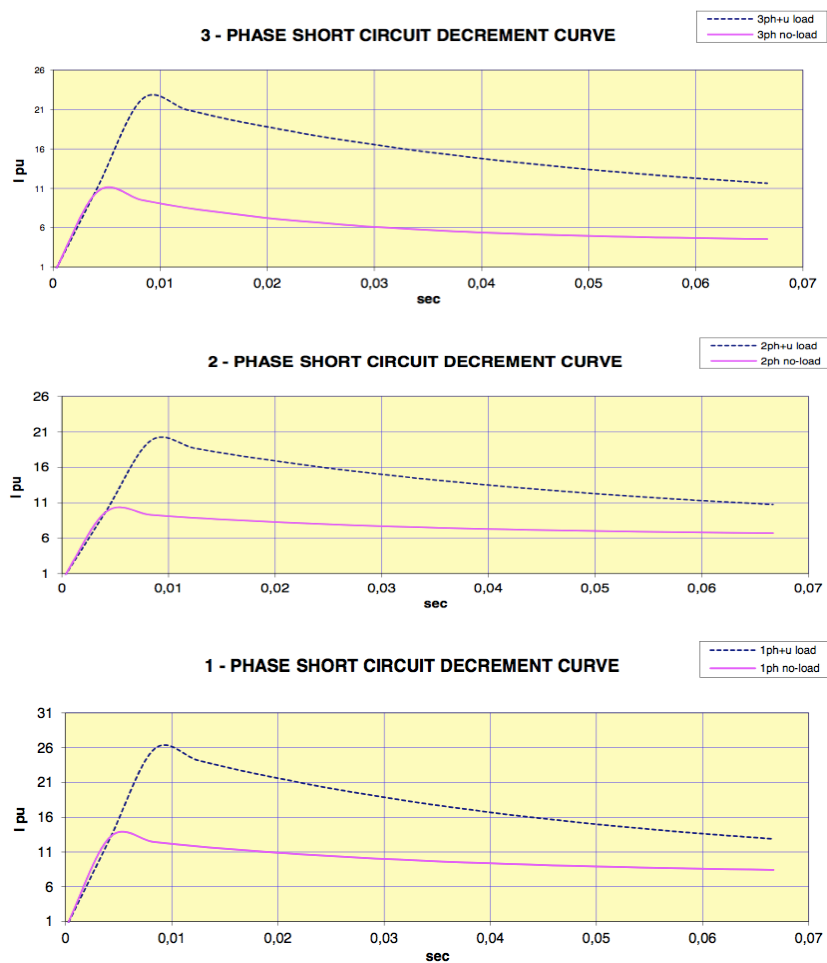
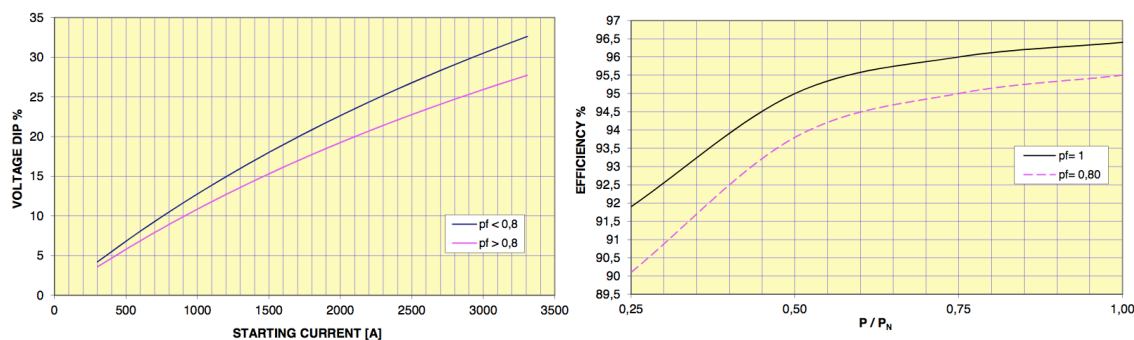


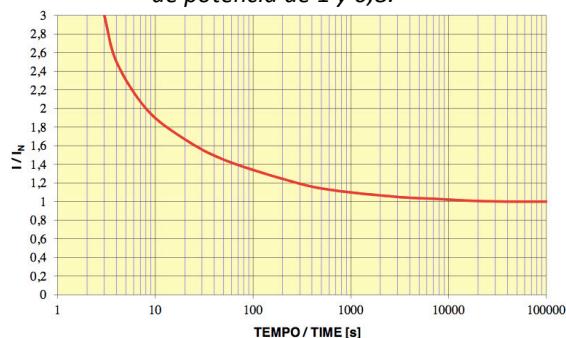
Figura A.1 Curvas de capacidad de aporte y decremento durante el cortocircuito.

Fuente: Planilla de Datos de Ingeniería de detalle - Tomo I, Rehabilitación Minicentral.

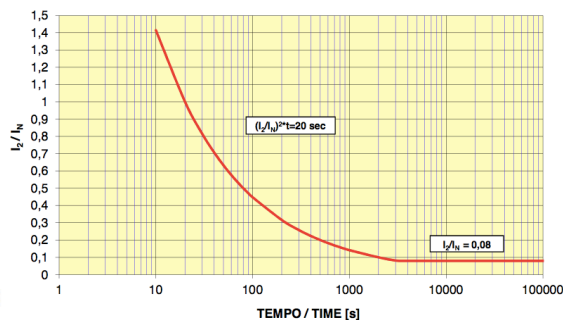


Curva de eficiencia del generador para factores de potencia de 1 y 0,8.

Curva de caída de tensión del generador para factores de potencia de 1 y 0,8.



Curva de sobrecarga.



Curva de secuencia negativa.

Figura A.2 Curvas de Operación y funcionamiento del generador.

Fuente: Planilla de Datos de Ingeniería de detalle - Tomo I, Rehabilitación Minicentral.

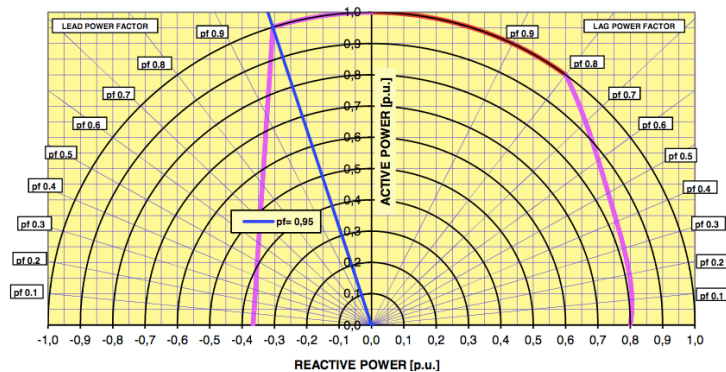


Figura A.3 Curva de cargabilidad y límites de generación.

Fuente: Planilla de Datos de Ingeniería de detalle - Tomo I, Rehabilitación Minicentral.

A.2. DETALLE DEL GOBERNADOR DE CARGA

El gobernador de carga THES (Thomson and Howe Energy Systems), para hacer la regulación de frecuencia y toma de carga del generador tiene los siguientes detalles:

Datos	
Fabricante	Thomson and Howe Energy System Inc.
Lugar de fabricación	British Columbia – Canadá
Modelo	LCX – 8 Step
Potencia	300kW
Tensión	480 V



Fases	3 fases
Precisión	0,005 Hz
Ajuste de consigna	55 – 65 Hz
Frecuencia nominal	60 Hz
Potencia en SCR's:	20 kW x 3, resistivas
Potencia en Pasos:	30 kW x 8, resistivas
Control	PID, por microprocesador
Componentes del gobernador	
<ul style="list-style-type: none">➤ Tablero de gobernador LCX➤ Tanque de resistencias sumergidas en agua M5➤ Unidades hidráulicas para control de inyectores y del deflector	

Tabla A.2 Dimensiones de la casa de máquinas.

Fuente: Ingeniería de detalle provista por DELTA-DELFINI.

Como parte del sistema de control se tiene un tanque de resistencias, el cual permitirá balancear el sistema en el caso de que se puedan presentar desbalances que puedan afectar a la operación del generador, este está diseñado para conectarse al gobernador de carga LCX.

- Modelo: M5
- Material: Acero inoxidable AISI 304L
- Potencia: 300 kW
- Tensión: 480V, 3 fases

Posee tres grupos de resistencias monofásicas para las salidas de los SCR's del gobernador y 8 grupos de resistencias trifásicas (conectados en delta) para las salidas de los pasos. El tanque tiene contactos de seguridad para sobre temperatura y nivel bajo del agua. La cantidad de agua de enfriamiento requerida para disipar 300kW es 3,5 l/s.

A.3. RELÉ MICOM P345

El relé MiCOM P345 es un dispositivo multifunción que integra numerosas características de protección, control y comunicación, este relé ofrece una adecuada protección a generadores grandes (>50 MVA).

Ofrece la protección de falla a tierra del 100% del estator a través de la técnica de inyección de baja frecuencia, tiene protección diferencial, de deslizamiento de polo y contra la energización involuntaria con la máquina parada, además incluye una segunda entrada de tensión de neutro para la protección de falla a tierra/entre espiras.

Además el MiCOM P345 nos ofrece la posibilidad de la protección 64 (Falla a tierra del rotor), la misma función es proporcionada por una unidad externa P391, mediante la inyección de onda cuadrada de baja frecuencia, acoplamiento y medición conectada al circuito del rotor.

Mediante una salida de lazo de corriente entre 0 a 20mA en el P391, que se conecta a una de las 4 entradas de lazo de corriente en el P345, se consigue enviar la medición de la resistencia del rotor al relé P345.

Este modelo de relé incluye 10 teclas de función para el control integral del esquema o control vía operador y LED's tricolores (rojo/amarillo/verde).



FUNCIONES DE PROTECCIÓN RELÉ MICOM P345	
Función	Descripción
87	Protección diferencial del generador de fase segregada, puede usarse en modo restricción, alta impedancia o entre espiras.
64	Protección de falla a tierra restringida, configurable como elemento de alta impedancia o de restricción de baja impedancia. Es posible aplicarla para protección de falla a tierra de alta velocidad, principalmente para máquinas pequeñas, para las cuales no es posible una protección diferencial.
32R, 32L, 32O	Los umbrales en esta protección se pueden configurar ya sea para protección de potencia inversa (RP), potencia baja hacia delante (LFP), o sobrepotencia (OP). Puede seleccionarse el modo de funcionamiento ya sea como motor o generador mediante la dirección de la potencia medida.
40	Protección de detección de falla de excitación de la máquina (pérdida de campo), mediante un elemento de impedancia de tiempo definido mho desplazado de dos umbrales. Para una protección más sensible cuenta con una alarma del factor de potencia.
46T	Protección de sobrecarga térmica de secuencia de fase negativa, protegiendo así de cargas desequilibradas que podrían producir sobrecalentamiento del rotor, consta de umbrales de alarma y disparo.
51V	Protección de sobrecorriente dependiente de la tensión puede ser controlada o restringida de tiempo inverso mínimo definido (IDMT) o de tiempo definido (DT).
21	Protección de mínima impedancia, configurable solo como de tiempo definido, cuenta con dos umbrales.
50/51/67	Se proporcionan cuatro umbrales de protección de sobrecorriente que pueden seleccionarse como no direccional, direccional hacia delante o direccional hacia atrás. Los umbrales 1 y 2 se pueden configurar ya sea como de tiempo inverso, o definido, y los umbrales 3 y 4 sólo como tiempo definido.
460C	Protección de sobrecorriente de secuencia de fase negativa, para protección de respaldo remota para fallas de fase a tierra o de fase a fase.
49	Protección de sobrecarga térmica para proteger el estator/rotor en caso de sobrecarga, como resultado de corrientes equilibradas o desequilibradas, se tiene umbrales de alarma y disparo.
50N/51N	Se proporcionan dos umbrales de protección de falla a tierra no direccional para la protección de falla a tierra del estator. El umbral 1 es posible configurarlo como de tiempo inverso o definido y el umbral 2 sólo como de tiempo definido.
64R	Protección de falla a tierra del rotor por el método de inyección a baja frecuencia. Para esta función es necesaria una unidad externa (P391) de inyección, acoplamiento y medición. Se puede seleccionar la frecuencia de inyección de 0.25/0.5/1 Hz vía un puente en la P391.
67N/67W	Protección de falla a tierra sensible, se puede seleccionar la protección como no direccional, direccional hacia delante o direccional hacia atrás. Esta disponible la polarización ya sea homopolar o de secuencia negativa. Se puede configurar como un elemento $I_{cos\phi}$, $I_{sen\phi}$ o $V_{Icos\phi}$ (Vatimétrico) para su aplicación en redes aisladas y compensadas.
59N	Protección de sobretensión residual para la protección de falla a tierra del estator cuando existe una tierra aislada o de alta impedancia. Se puede medir la tensión residual a partir de un TT en delta abierto, de un devanado secundario de un transformador de distribución en el neutro del generador, o se puede calcular a partir de las mediciones de tensión de las tres fases a neutro.
27TN/59TN	Protección de falla a tierra del 100% del estator, proporciona un elemento de 3er armónico para detectar una falla a tierra cerca del punto estrella del generador.
64S	Protección de falla a tierra del 100% del estator por el método de inyección a baja frecuencia. Un generador externo de 20Hz y un filtro pasa-banda son necesarios para esta función.
24	Se proporciona un elemento de sobreflujo (V/Hz) de cinco umbrales para proteger de la sobreexcitación al generador o al transformador conectado. El primer umbral es una alarma de tiempo definido, el segundo umbral puede utilizarse para proporcionar una característica de disparo de tiempo definido o inverso y los umbrales 3/4/5 son de tiempo definido.
50/27	Se proporciona un esquema de sobrecorriente supervisado por la tensión para la protección contra la energización involuntaria del generador /máquina parada (GUESS), para detectar el cierre accidental del interruptor de la máquina, cuando está parada.
27	Se proporciona un elemento de protección de mínima tensión de dos umbrales, configurable para la medida fase-fase o fase-neutro para el respaldo del regulador de



	tensión automático. El umbral 1 puede seleccionarse como IDMT o DT y el umbral 2 sólo como DT.
59	Se proporciona un elemento de protección de sobretensión de dos umbrales, configurable para la medida fase-fase o fase-neutro para el respaldo del regulador de tensión automático. El umbral 1 puede seleccionarse como IDMT o DT y el umbral 2 sólo como DT.
47	Se proporciona una protección de sobretensión de secuencia inversa de tiempo definido para una función de disparo o de enclavamiento en la detección de tensiones de alimentación desequilibradas.
81U/O	Se proporciona una protección de mínima frecuencia de tiempo definido de 4 umbrales y una protección de sobrefrecuencia de tiempo definido de 2 umbrales para el bote de carga y la protección de respaldo del gobernador de control de la velocidad.
81AB	Se proporciona una protección de frecuencia anormal de la turbina para proteger el alabe de la turbina contra daños potenciales debidos al funcionamiento prolongado bajo mínima/máxima frecuencia del generador. Se pueden programar hasta seis bandas de frecuencia, cada una con un temporizador integrado para registrar el tiempo transcurrido dentro de la banda.
RTD	Se proporcionan 10 RTD's (PT100) para supervisar con precisión la temperatura en los devanados y cojinetes de la máquina. Cada RTD tiene un umbral de alarma instantáneo y de disparo de tiempo definido.
50BF	Se proporciona una función de fallo interruptor de 2 umbrales, con una entrada de inicio trifásico de la protección externa.
37P/37N	Están disponibles elementos de mínima corriente de falla a tierra, de fase, de neutro y sensible, para usar con la función de fallo interruptor, por ejemplo.
78	Se utiliza una característica lenticular de impedancia para detectar la pérdida de sincronización (deslizamiento de polo) entre la generación y la red eléctrica. Se crean dos zonas mediante una línea de reactancia que sirve para distinguir si el centro de impedancia del deslizamiento de polo se sitúa en la red o en el generador. Se utilizan contadores separados para contar los deslizamientos de polo en las 2 zonas. Se provee también un ajuste para determinar si la protección funciona en el modo como generador o modo como motor, o en ambos.
BOL	Está disponible la lógica de bloqueo de sobrecorriente en cada umbral de la protección de sobrecorriente, de falla a tierra y de falla a tierra sensible. Esto consiste en salidas de arranque y entradas de bloqueo, que pueden usarse para implementar esquemas de bloqueo de barras, por ejemplo.
VTs	Se proporciona una supervisión de transformador de tensión (detección de fallo de fusible 1, 2, o trifásica) para prevenir el mal funcionamiento de los elementos de protección dependientes de la tensión ante la pérdida de una señal de entrada del TT.
CTs	Se proporciona una supervisión del transformador de corriente para prevenir el mal funcionamiento de los elementos de protección dependientes de la corriente ante la pérdida de una señal de entrada del TI.
CLIO	Se proporcionan cuatro entradas analógicas (o lazo de corriente) para transductores (vibración, tacómetros, etc.). Cada entrada tiene un umbral de disparo y de alarma de tiempo definido y se puede configurar para un funcionamiento "Sobre" o "Mínimo". Cada entrada puede ser seleccionada independientemente como 0-1/0-10/0-20/4-20 mA.

Tabla A.3 Funciones de protección con las que cuenta el relé MICOM P345.²⁹

Fuente: Manual técnico del relé MICOM P34X.

A.4. LÍNEA DE TRANSPORTE Y PUNTO DE ACOPLAMIENTO

La línea de transporte que evacua la energía producida por la mini central Gualaceo se debe conectar al alimentador trifásico 1523, perteneciente a la CENTROSUR, el cual en la actualidad presta servicio a parroquias del noroeste del cantón Gualaceo en dirección a la zona de Certag, Uzhupud, y al cantón Paute.

²⁹ Manual técnico Relés de Protección de Generadores MICOM P342/P343/P344/P345& P395 – Schneider Electric – Pag (IT) 1-6.



El punto al cual se proyecta conectar la Mini Central Gualaceo es una estructura en media tensión del tipo HR+SC+RC+UR en la cual convergen los alimentadores 1523 y 1521 que son de calibre 1/0 AWG. La línea monofásica existente con una longitud de 1550 metros de conductor calibre 4 AWG desde la actual central, en su trayecto existen redes de baja tensión con dos transformadores convencionales de distribución 12700/220-120 V.

Los postes de la línea están en su totalidad junto a la vía Gualaceo – Plan de Milagro, que a la fecha se encuentra en construcción y en el tramo de estudio la misma se encuentra ensanchada, lastrada y en proceso de colocación de la carpeta asfáltica.

Se proyecta construir la línea nueva siguiendo la trayectoria de la existente, reemplazando los postes y reubicando algunos de ellos para mayor seguridad, empleando postes circulares de hormigón armado de 12 metros y 14 metros de acuerdo a la topografía del terreno, y requerimientos mecánicos.

En las estaciones de transformación existentes se prevé reutilizar el transformador, pero reemplazar el conector de línea energizada, el seccionador, conectores de neutro y la puesta a tierra, para mantener el adecuado servicio eléctrico a los abonados del sector. Además de reutilizar las luminarias del alumbrado público existentes.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN	
Tipo de línea	Trifásica con neutro corrido.
Tipo de estructura	Normalizada en Distribución
Tipo de conductor en la fase	ACSR 3/0
Tipo de conductor en el neutro	ACSR 1/0
Distancia	1550 m
Altura de la línea construida	12 m. – 14 m.
Tensión	22 kV
Capacidad Máxima	328 – 240 A.
Corriente Nominal	38 A.
Cargabilidad	12 – 16 %

Tabla A.4 Características técnicas de la línea de transmisión³⁰.

A.5. RELÉ MICOM P142

El relé MiCOM P142 pertenece a la gama de relés MiCOM P14x, para manejo de alimentadores los cuales permiten proporcionar una solución integral en el ámbito de protección, control y monitoreo de líneas aéreas y cables subterráneos desde niveles de tensión de distribución hasta los de transmisión.

El equipo incluye un amplio abanico de funciones, distintas de las protecciones para ayudar con el diagnóstico de las redes y análisis de faltas. El P14x ofrece protección integral de sobrecorriente y de falla a tierra, adecuada para la aplicación en redes eléctricas aisladas o con puesta a tierra sólida, a través de impedancia y de bobina Petersen.

30 Tomado de la Planilla de Datos de Ingeniería de detalle - Tomo I, Rehabilitación Minicentral Hidroeléctrica Gualaceo, Sección 3.

La amplia gama de funciones auxiliares proporcionan al usuario información suficiente para mantener de manera eficiente la red de energía y sus componentes incluyendo los interruptores, TC, TP, etc. Además permite conectarse prácticamente a cualquier sistema SCADA, gracias al amplio rango de protocolos de comunicación.

Este modelo de relé incluye 10 teclas de función para el control integral del esquema o control vía operador, LED's programables; además de puertos de comunicación tales como: EIA RS-232 en la parte frontal y KBUS/EIA RS-485 en la parte posterior.

Se puede tener más puertos de comunicación según sean los requerimientos, ya que estos son opcionales, Fibra Óptica, Ethernet CEI 61850, y un puerto adicional EIA RS- 232 o EIA RS-485. Además se puede solicitar un puerto adicional de sincronización horaria (IRIG-B modulado o no modulado).

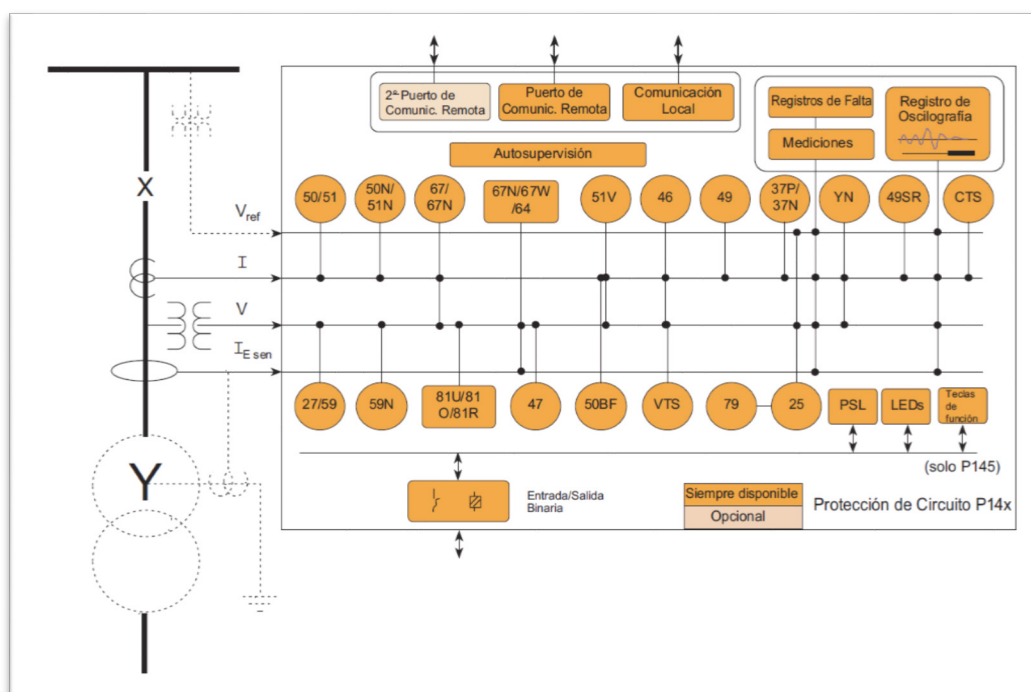


Figura A.4 Vista general de las Funciones de protección del relé MiCOM P142.

Fuente: Manual técnico del relé MiCOM P34X.

El P14x respalda las siguientes funciones de gestión de relé, además de las funciones de protección, control y supervisión.

- Medida de todos los valores instantáneos e integrados.
- Control, estado y supervisión de la condición de interruptor.
- Supervisión de la bobina y del circuito de disparo.
- 4 Grupos de ajuste alternativos.
- Entradas de Control.
- Localizador de falta.
- Esquema Lógico Programable.
- Adjudicación programable de entradas y salidas digitales.
- Registro de secuencia de eventos.
- Registro completo de oscilografía (captura de forma de onda).



- Textos de menú totalmente personalizados.
- Protección de contraseña a nivel múltiple.
- Diagnósticos de puesta en funcionamiento y comprobación automática continua del relé.

El relé de protección y manejo de alimentadores P14x contiene una gran variedad de funciones de protección. Las características de protección se resumen a continuación:

FUNCIONES DE PROTECCION RELE MICOM P142	
Función	Descripción
50/51/67	Se proveen cuatro umbrales de medida de sobrecorriente para cada fase que pueden seleccionarse ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás. Se pueden configurar los umbrales 1 y 2 como de tiempo inverso (IDMT) o de tiempo definido (DT); los umbrales 3 y 4 sólo pueden ser configurados en DT.
50N/51N/67N	Se proporciona tres elementos de falta a tierra independientes: protección de falta a tierra derivada, medida y sensible. Cada elemento presenta cuatro umbrales que pueden ser seleccionados independientemente, ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás. Está disponible la polarización ya sea homopolar o de secuencia inversa para los elementos de falta a tierra.
67N/67W	El elemento de Falta a Tierra Sensible se puede configurar como un elemento $I_{cos\phi}$, $I_{sen\phi}$ o $V_{cos\phi}$ (Vatimétrico) para su aplicación en redes aisladas y compensadas.
51V	En los dos primeros umbrales de la función de sobrecorriente está disponible la funcionalidad de sobrecorriente controlada por la tensión. Ésta proporciona una protección de respaldo para faltas de fase-fase remotas aumentando la sensibilidad de los umbrales 1 y 2 de la protección de sobrecorriente.
YN	Protección de admitancia de neutro - funciona a partir del TI FTS o del TI FT para proporcionar elementos de admitancia, conductancia y susceptancia de umbral sencillo.
64	Falta a tierra restringida es configurable como elemento de alta impedancia o de baja impedancia (no aplicable al modelo P144).
BOL	Está disponible la lógica de bloqueo de sobrecorriente en cada umbral de sobrecorriente y de falta a tierra, incluidos los elementos de falta a tierra sensible. Esto consiste en salidas de arranque y entradas de bloqueo, que pueden usarse para implementar esquemas de bloqueo de barras, por ejemplo.
SOL	La sobrecorriente selectiva proporciona la capacidad de modificar temporalmente (p.ej. elevar), los ajustes de tiempo de los umbrales 3 y 4 de los elementos de la sobrecorriente de fase, de falta a tierra y de falta a tierra sensible.
CCF	El arranque en carga fría puede usarse para elevar los ajustes de manera transitoria para los elementos de la protección de sobrecorriente y de falta a tierra, después del cierre del interruptor.
46	Se proveen cuatro umbrales, que pueden seleccionarse ya sea como no direccional, direccional hacia adelante o direccional hacia atrás, y proporcionan una protección remota de respaldo para ambas faltas: fase-tierra y fase-fase.
49	Protección de sobrecarga térmica RMS (constante de tiempo simple/doble), que proporciona características térmicas, adecuada para cables y para transformadores. Se proporcionan umbrales de alarma y de disparo.
37P/37N	Están disponibles elementos de mínima corriente de falta a tierra, de fase, de neutro y sensible, para usar con la función de fallo interruptor, por ejemplo.
27	Elemento de mínima tensión de dos umbrales, configurable bien para la medida fase-fase o fase-neutro. El umbral 1 puede seleccionarse como IDMT o DT y el umbral 2 sólo como DT.
59	Máxima tensión (2 umbrales), configurable bien para la medida fase-fase o fase-neutro. El umbral 1 puede seleccionarse como IDMT o DT y el umbral 2 sólo como DT.
59N	Sobretensión residual (Desplazamiento de neutro) es un elemento de dos umbrales, seleccionable ya sea como IDMT o como DT.
47	Protección de sobretensión de secuencia inversa con un elemento temporizado de tiempo definido, para proporcionar una función de disparo o de enclavamiento en la detección de tensiones de alimentación desequilibradas.
81U/O/R	Elemento de mínima frecuencia de 4 umbrales, de sobrefrecuencia de 2 umbrales, y también un elemento avanzado de velocidad de variación de la frecuencia, de 4 umbrales.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

46BC	Conductor roto (puente abierto) usado para detectar faltas de circuito abierto, utilizando la relación de I2/I1.
50BF	Fallo interruptor de 2 umbrales, con entradas de inicio mono o trifásico.
VTS	Supervisión de transformador de tensión (detección de fallo fusible 1, 2, o trifásica) para prevenir la operación defectuosa de los elementos de protección dependientes de la tensión ante la pérdida de una señal de entrada de TT.
CTS	Supervisión del transformador de corriente para prevenir el funcionamiento defectuoso de los elementos de protección dependientes de la corriente ante la pérdida de una señal de entrada del TI.
49SR	Protección de sobrecarga de rectificador de silicona.
79	Reenganche trifásico de 4 ciclos con comprobación de sincronismo, inicio externo y capacidad de coordinación de secuencia. (sólo P142/3/4/5)
25	Comprobación de sincronismo (2 umbrales) con características avanzadas de división de sistema y tiempo de compensación de cierre de interruptor (modelos P143 y P145, únicamente).

Tabla A.5 Funciones de protección con las que cuenta el relé MICOM P345.³¹

³¹ Schneider Electric, P14x/ES M/C74, "Manual técnico Relés de Protección de circuito" MiCOM P141/P142/P143/P144 & P145, pag. 30-32.

ANEXO B

B. ESTUDIOS Y ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA Y CORTOCIRCUITOS PARA LA MINICENTRAL GUALACEO

B.1. HISTOGRAMAS Y DETALLES DE OPERACIÓN DEL ALIMENTADOR # 1523 ANTES DE LA INCLUSIÓN DE LA MINICENTRAL

Se muestran las curvas de demanda diaria de potencia activa con variaciones normales que da la operación del sistema, lo que se puede apreciar en las Figuras B.1 y B.3 del mes de octubre y noviembre, respectivamente; y en las Figuras B.2 y B.4 el comportamiento de la potencia reactiva durante los meses de octubre y noviembre, respectivamente.

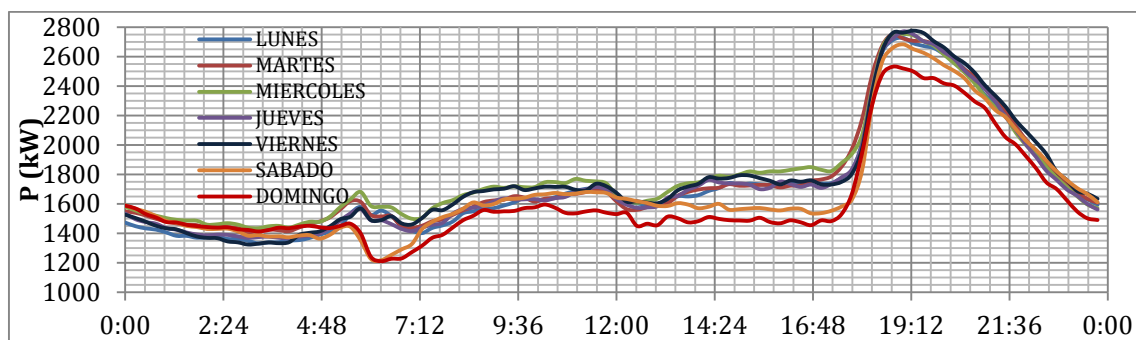


Figura B.1 Curva diaria de potencia activa en el alimentador #1523, durante una semana típica del mes de octubre – 2013.

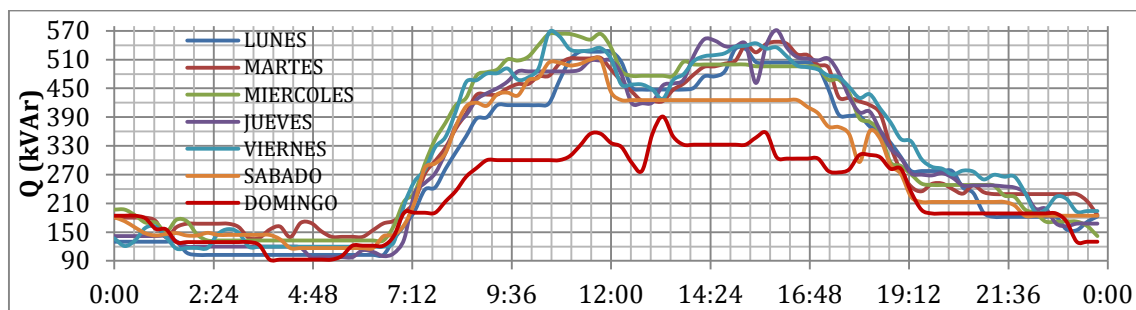


Figura B.2 Curva diaria de potencia reactiva en el alimentador #1523, durante una semana típica del mes de octubre – 2013.

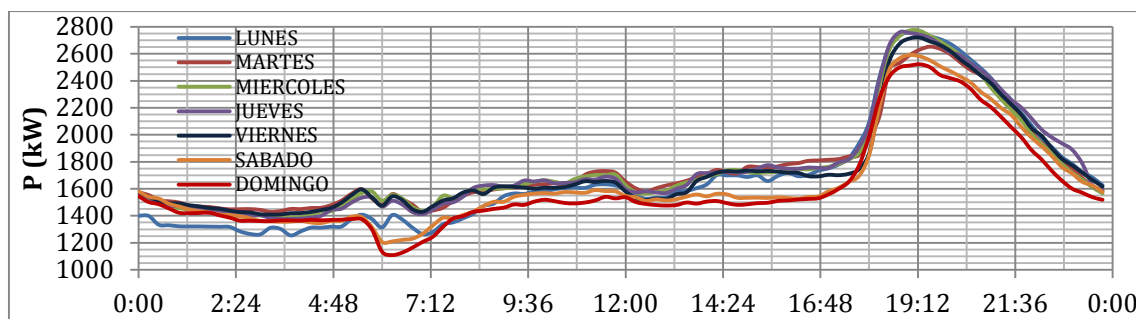


Figura B.3 Curva diaria de potencia activa en el alimentador #1523, durante una semana típica del mes de noviembre – 2013.

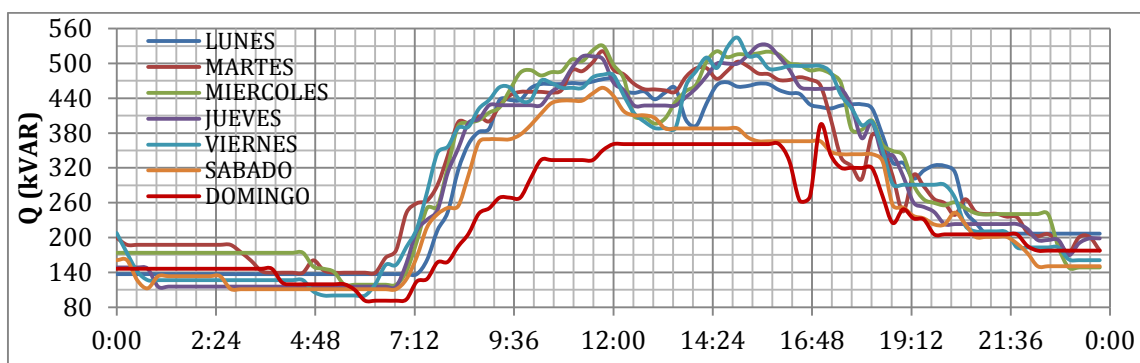


Figura B.4 Curva diaria de potencia reactiva en el alimentador #1523, durante una semana típica del mes de noviembre – 2013.

Además de todas las curvas que representan el comportamiento diario de la demanda, se muestran histogramas en los cuales se detallan las demandas mínimas, máximas de potencia y energía consumida, durante la semana típica de funcionamiento del alimentador, para el mes de septiembre tal como se puede apreciar en la Figuras B.5, B.6 y B.7.

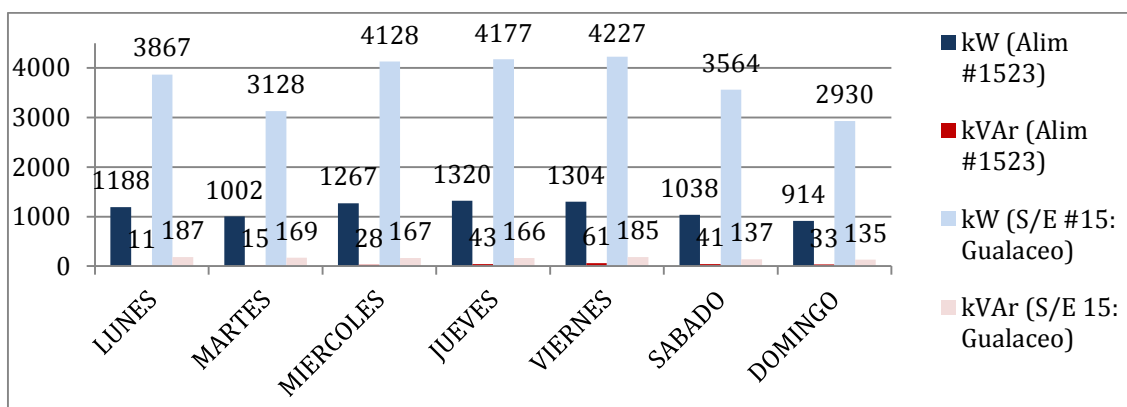


Figura B.5 Histograma de demandas mínimas presentes en la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Septiembre – 2013.

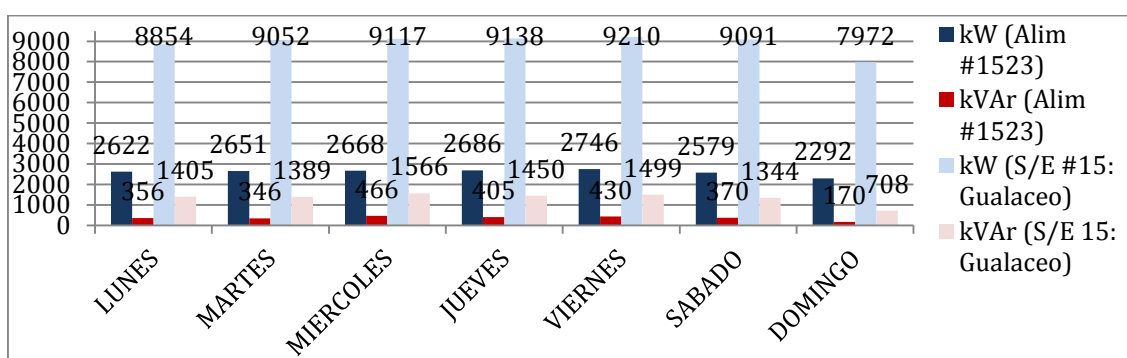


Figura B.6 Histograma de demandas máximas presentes en la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Septiembre – 2013.

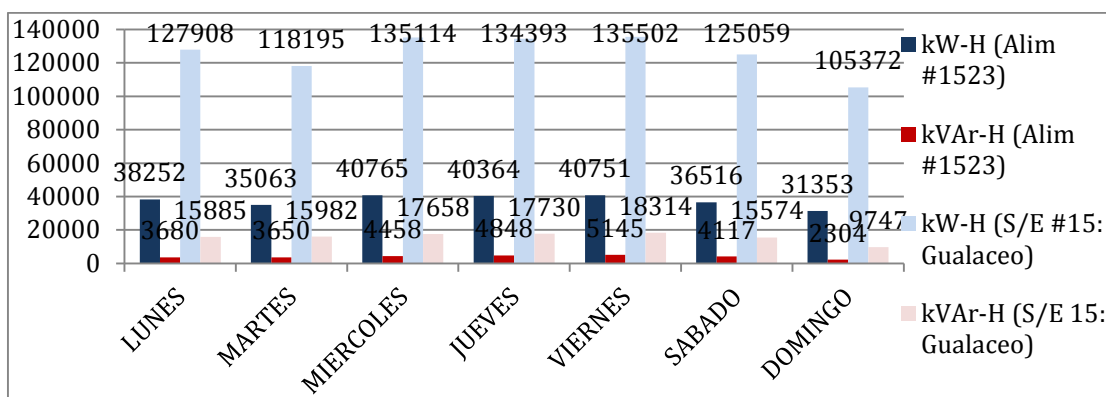


Figura B.7 Histograma de energía consumida por la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Septiembre - 2013.

El comportamiento de las demandas mínimas, máximas y la energía consumida en el alimentador mantienen la misma tendencia durante los meses de octubre y noviembre, lo cual puede ser observado en las siguientes Figuras B.8 a la B.13 en la cual se muestran todos los histogramas.

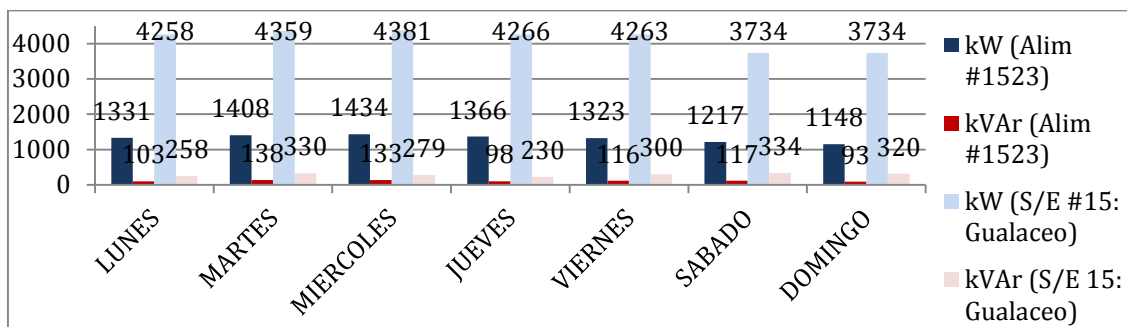


Figura B.8 Histograma de demandas mínimas presentes en la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Octubre - 2013.

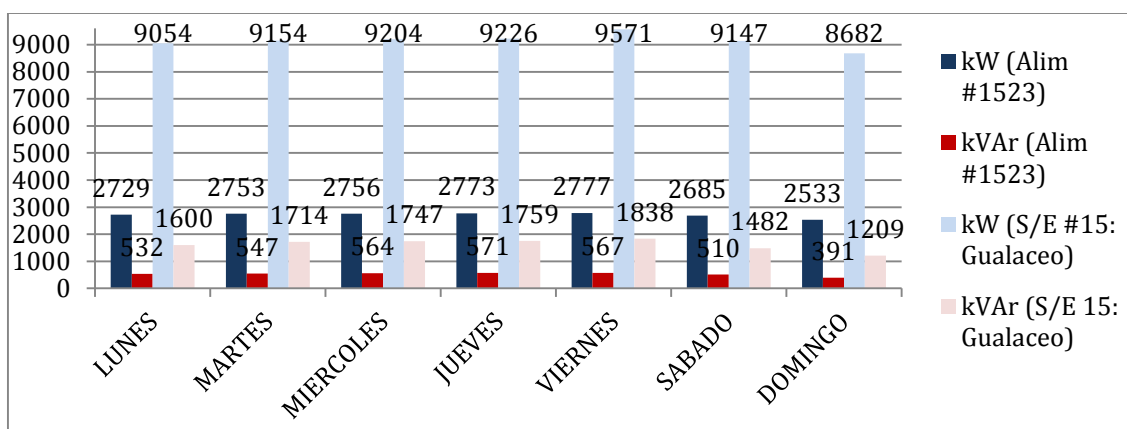


Figura B.9 Histograma de demandas máximas presentes en la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Octubre - 2013.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

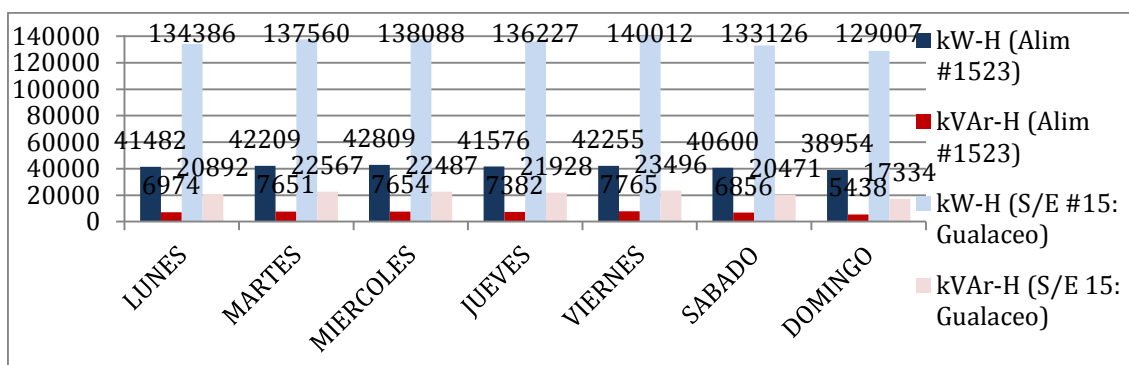


Figura B.10 Histograma de energía consumida por la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Octubre - 2013.

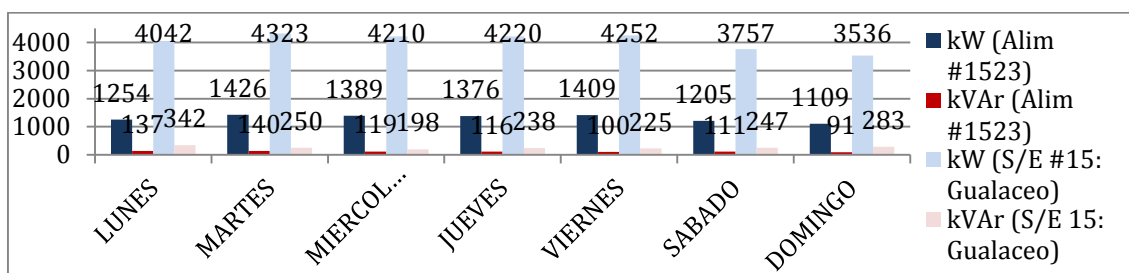


Figura B.11 Histograma de demandas mínimas presentes en la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Noviembre - 2013.

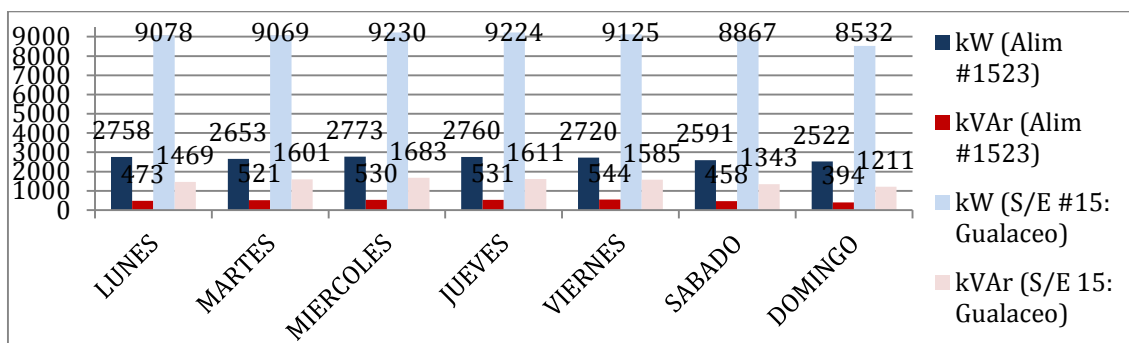


Figura B.12 Histograma de demandas máximas presentes en la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Noviembre - 2013.

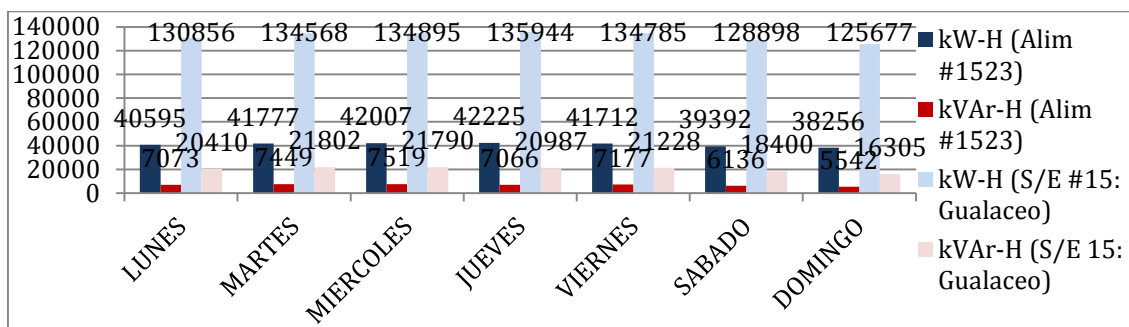


Figura B.13 Histograma de energía consumida por la subestación # 15 y en alimentador # 1523, Noviembre - 2013.

B.2. ESQUEMAS DE FUNCIONAMIENTO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

B.2.1. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO EN CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL

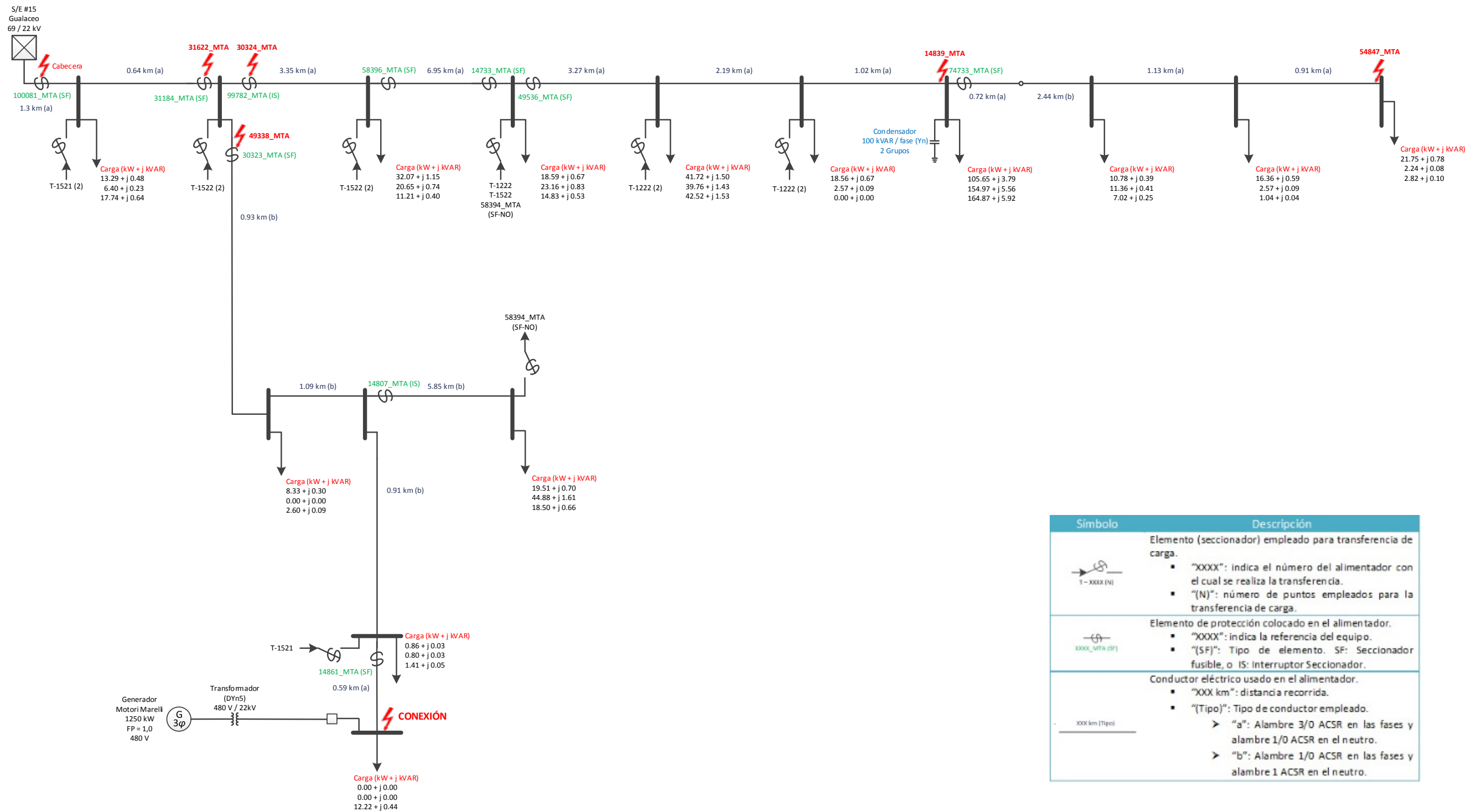


Figura B.14 Esquema de conexión de la minicentral en condiciones de operación normal y puntos de fallo para el estudio de cortocircuitos.

B.2.2. ESQUEMA DE FUNCIONAMIENTO EN CONDICIONES DE CONTINGENCIA

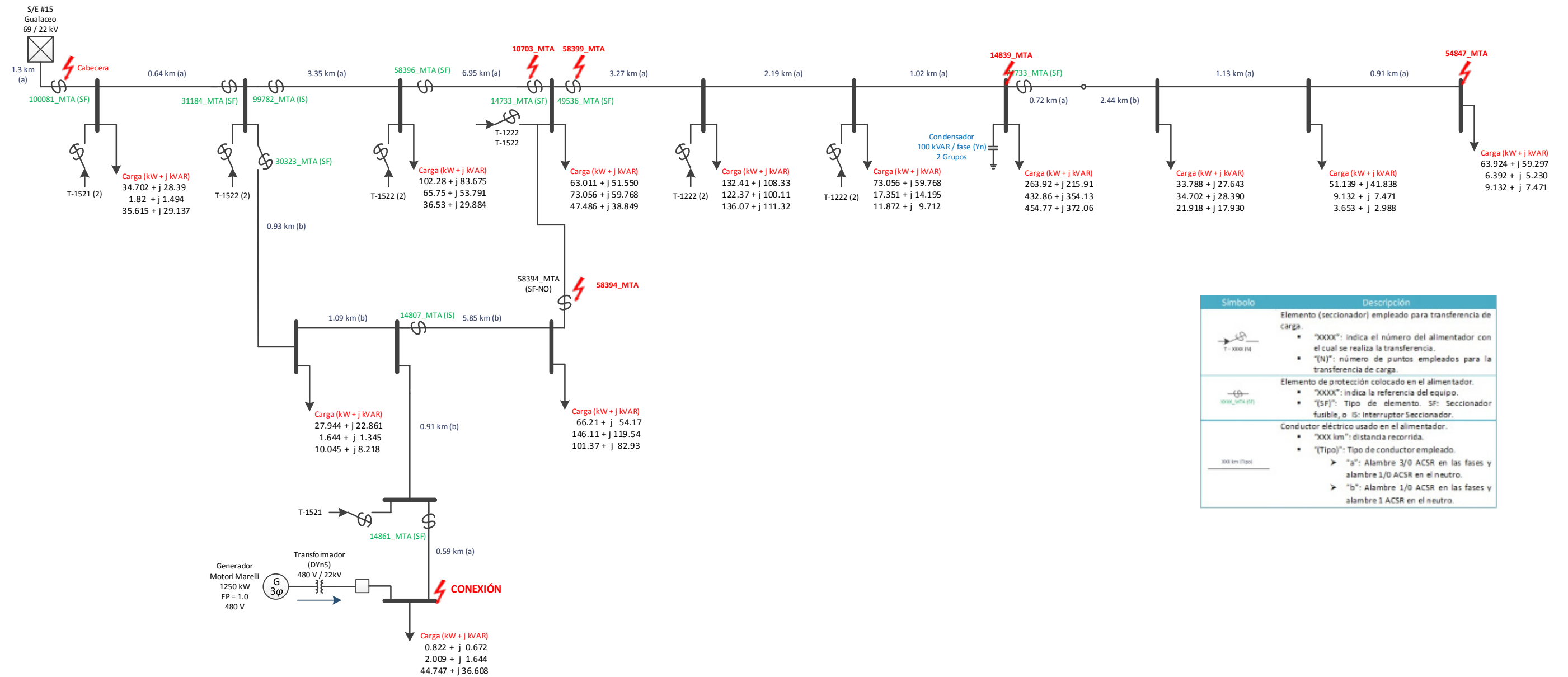


Figura B.15 Esquema de conexión de la minicentral en condiciones de contingencia #1 y puntos de fallo para el estudio de cortocircuitos.

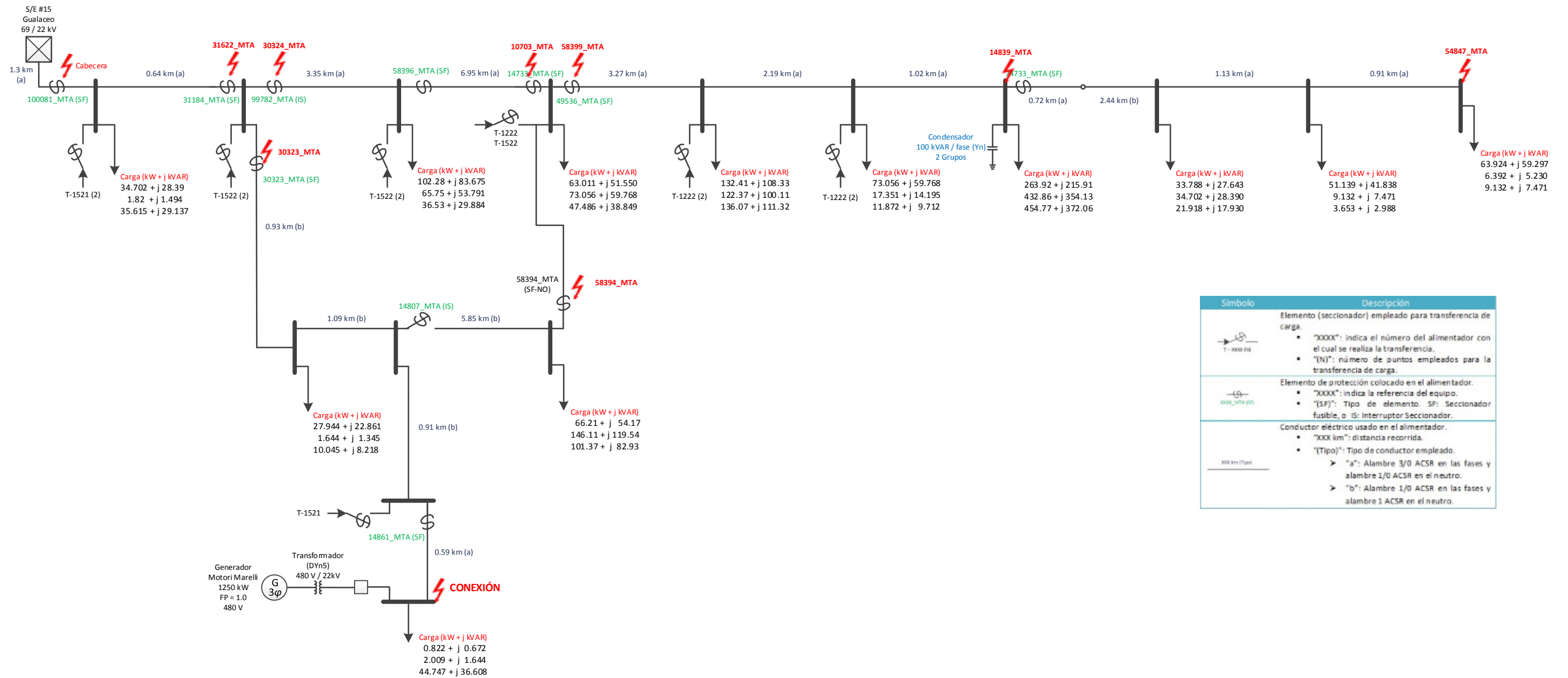


Figura B.16 Esquema de conexión de la minicentral en condiciones de contingencia #2 y puntos de fallo para el estudio de cortocircuitos.

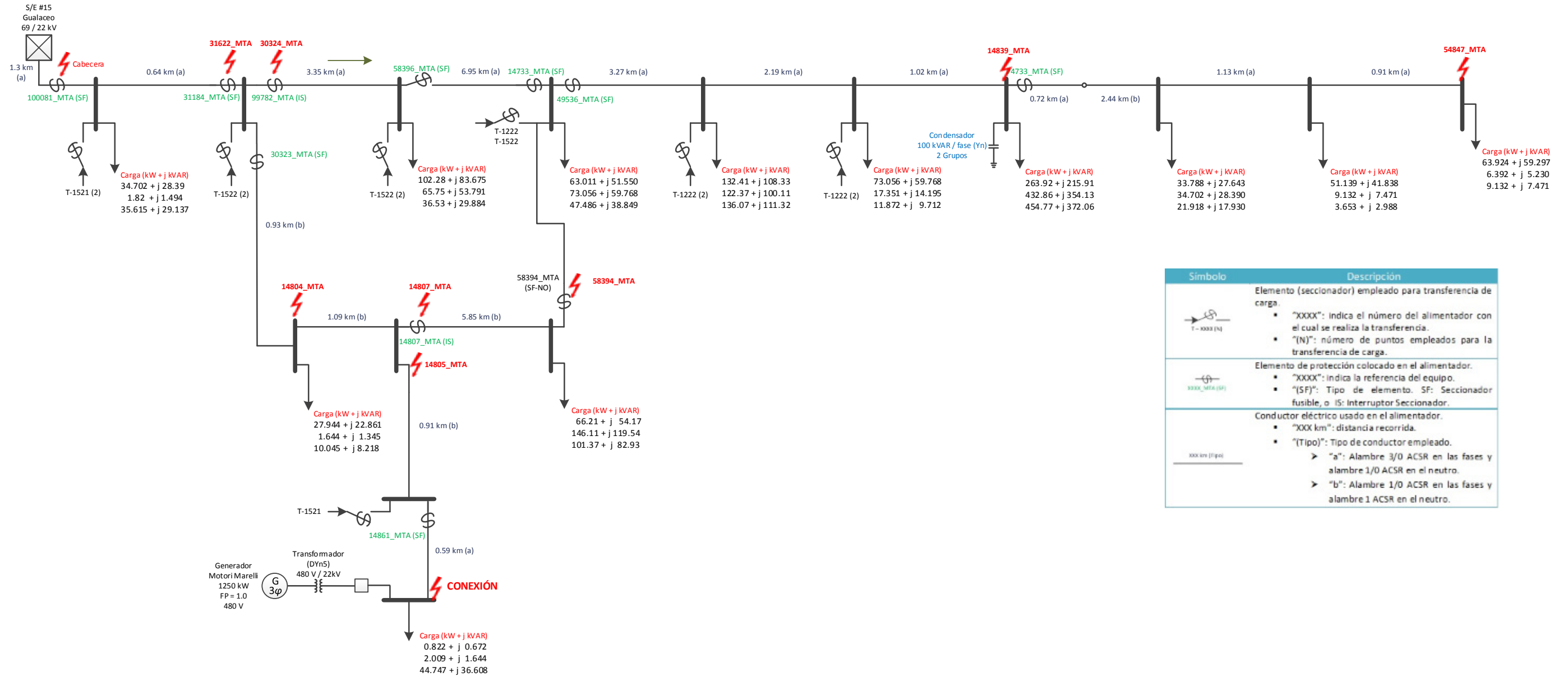


Figura B.17 Esquema de conexión de la minicentral en condiciones de contingencia #3 y puntos de fallo para el estudio de cortocircuitos.



B.3. CUADROS DEL ESTUDIO DE FLUJOS DE POTENCIA

B.3.1. FLUJOS DE POTENCIA EN CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL

Alimentador # 1523 en operación normal (ON) a mínima carga, sin la inclusión de la minicentral															
Parámetros	TRAMO														
	Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	10703_MTA	48319_MTA	49366_MTA	14839_MTA	108772_MTA	55612_MTA	54847_MTA	49338_MTA	14804_MTA	14807_MTA	14805_MTA	CONEXION
Va (pu)	1,005	1,003	1,003	1,001	0,997	0,996	0,996	0,996	0,995	0,995	1,003	1,003	1,003	1,003	1,003
Vb (pu)	1,005	1,004	1,004	1,003	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,002	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004
Vc (pu)	1,005	1,004	1,004	1,003	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,004	1,004	1,004	1,004	1,004
Ia (A)	25,5	24,4	22,1	19,5	18	14,5	13	4,1	3,2	1,8	2,5	1,7	1,7	0,1	0
Ib (A)	23,2	22,8	19,5	18	16,3	13,2	13	1,2	0,4	0,2	3,5	3,5	3,5	0,1	0
Ic (A)	23	21,7	18,3	17,5	16,4	13,2	13,2	0,8	0,3	0,2	3,6	3,4	2,4	1	0,9
Pa (kW)	323,9	310,5	281,8	247,3	225,9	168	91,2	44,7	34,8	19,3	28,6	20	20,1	-0,1	0
Pb (kW)	296,7	290,5	248,7	227	201	141,2	65,8	13,4	4,2	1,9	41,8	41,2	40,5	0,7	0
Pc (kW)	293,4	276,3	232,1	220,3	204,3	140,1	63,9	9,7	3,7	2,6	44,2	41,2	28,2	13,1	11,7
P Total (kW)	914	877	763	695	631	449	221	68	43	24	115	102	89	14	12
Qa (kVAR)	31	21,6	8,7	-17,8	-32,3	-74,7	-136,5	26,4	20,7	12,6	12,9	7,2	8,1	-0,9	0
Qb (kVAR)	3,6	-0,2	-16,6	-31,8	-48,4	-91,6	-152,2	8,1	2	1	16,5	17,3	17,7	-0,4	0
Qc (kVAR)	-1,7	-12,6	-26,6	-33,8	-42,7	-92,6	-155,8	3,8	0,5	0,6	14	13	12,4	0,6	0,3
Q Total (kVAR)	33	9	-35	-83	-123	-259	-444	38	23	14	43	37	38	-1	0
Sa (kVA)	325,3	311,2	282	247,9	228,2	183,8	164,1	51,9	40,5	23,1	31,4	21,2	21,6	0,9	0
Sb (kVA)	296,7	290,5	249,2	229,2	206,8	168,3	165,8	15,7	4,6	2,2	45	44,7	44,2	0,8	0
Sc (kVA)	293,4	276,6	233,6	222,9	208,7	167,9	168,3	10,4	3,7	2,7	46,3	43,2	30,8	13,1	11,7
S Total (kVA)	915	877	763	700	643	518	496	78	49	28	123	109	97	14	12
Pa Loss (kW)	23,62	22,22	19,99	17,33	14,98	11	6,5	3,42	2,67	1,46	2,21	1,57	1,57	0	0
Pb Loss (kW)	19,59	18,9	15,59	13,86	11,63	7,96	4,01	0,9	0,31	0,14	3,31	3,24	3,19	0,05	0
Pc Loss (kW)	18,76	17,3	13,97	12,98	11,43	8,33	4,23	0,68	0,28	0,21	3,33	3,11	2,07	1,05	0,95
P Tot Loss (kW)	61,97	58,43	49,55	44,17	38,04	27,3	14,74	5	3,25	1,81	8,85	7,93	6,83	1,1	0,95

Tabla B.1 Cuadro tabulado del flujo de potencia a mínima carga sin la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal.



Alimentador # 1523 en operación normal (ON) a mínima carga, considerando la inclusión de minicentral con una producción fija															
Parámetros	TRAMO														
	Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	10703_MTA	48319_MTA	49366_MTA	14839_MTA	108772_MTA	55612_MTA	54847_MTA	49338_MTA	14804_MTA	14807_MTA	14805_MTA	CONEXION
Va (pu)	1,009	1,01	1,01	1,008	1,004	1,003	1,003	1,003	1,002	1,002	1,01	1,014	1,014	1,015	1,016
Vb (pu)	1,01	1,011	1,011	1,01	1,008	1,007	1,008	1,008	1,008	1,008	1,011	1,014	1,014	1,015	1,016
Vc (pu)	1,01	1,011	1,011	1,01	1,008	1,007	1,008	1,008	1,008	1,008	1,011	1,014	1,014	1,016	1,017
Ia (A)	14,8	15,5	22	19,4	17,9	14,5	13,1	4,1	3,2	1,8	27,3	28,1	1,7	29,8	29,7
Ib (A)	16,9	17,2	19,4	17,9	16,2	13,3	13,2	1,2	0,4	0,2	26,3	26,3	3,4	29,6	29,6
Ic (A)	17,4	18,4	18,2	17,4	16,4	13,3	13,4	0,8	0,3	0,2	26,2	26,4	2,4	28,8	29,6
Pa (kW)	10,1	-3	282,1	247,5	226,1	168,1	91,3	44,8	34,8	19,3	-285,1	-294,6	20,1	-314,7	-315,3
Pb (kW)	-17,1	-23,2	248,9	227,1	201,2	141,3	65,8	13,4	4,2	1,9	-272	-273,4	40,6	-314	-315,3
Pc (kW)	-18,7	-35,7	232,3	220,5	204,4	140,2	63,9	9,7	3,7	2,6	-268	-271,7	28,2	-299,9	-313,5
P Total (kW)	-26	-62	763	695	632	450	221	68	43	24	-825	-840	89	-929	-944
Qa (kVAR)	-189,8	-198,7	5,2	-21,2	-35,7	-77,9	-139,6	26,2	20,5	12,6	-203,9	-210,5	7,9	-218,4	-218,2
Qb (kVAR)	-215,6	-219,1	-19,9	-35	-51,5	-94,5	-155	8	2	1	-199,2	-199	17,4	-216,4	-216,6
Qc (kVAR)	-222,6	-233,4	-29,8	-37	-45,8	-95,5	-158,6	3,7	0,5	0,5	-203,5	-205,3	12,2	-217,5	-218,4
Q Total (kVAR)	-628	-651	-44	-93	-133	-268	-453	38	23	14	-607	-615	37	-652	-653
Sa (kVA)	190,1	198,8	282,1	248,4	228,9	185,3	166,8	51,9	40,4	23,1	350,5	362,1	21,6	383,1	383,5
Sb (kVA)	216,2	220,4	249,6	229,8	207,7	170	168,4	15,6	4,6	2,2	337,2	338,2	44,1	381,4	382,5
Sc (kVA)	223,4	236,1	234,2	223,5	209,4	169,7	171	10,4	3,7	2,7	336,5	340,5	30,7	370,4	382,1
S Total (kVA)	628	654	764	701	645	523	504	78	48	28	1024	1041	96	1135	1148
Pa Loss (kW)	33,19	32,11	20,21	17,52	15,16	11,14	6,58	3,46	2,7	1,48	11,88	10,32	1,61	8,69	8
Pb Loss (kW)	28,91	28,33	15,82	14,08	11,83	8,11	4,09	0,91	0,31	0,14	12,49	11,7	3,25	8,44	7,79
Pc Loss (kW)	30,24	28,89	14,08	13,08	11,52	8,41	4,27	0,69	0,28	0,21	14,79	13,83	2,11	11,71	10,09
P Tot Loss (kW)	92,34	89,33	50,11	44,68	38,52	27,66	14,94	5,06	3,3	1,83	39,16	35,85	6,96	28,84	25,88

Tabla B.2 Cuadro tabulado del flujo de potencia a mínima carga al integrar la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal.



Alimentador # 1523 en operación normal (ON) a máxima carga, sin la inclusión de minicentral															
Parámetros	TRAMO														
	Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	10703_MTA	48319_MTA	49366_MTA	14839_MTA	108772_MTA	55612_MTA	54847_MTA	49338_MTA	14804_MTA	14807_MTA	14805_MTA	CONEXION
Va (pu)	1,001	0,996	0,996	0,989	0,974	0,969	0,967	0,967	0,965	0,964	0,996	0,996	0,996	0,996	0,996
Vb (pu)	1,002	0,999	0,999	0,994	0,985	0,982	0,982	0,982	0,982	0,982	0,999	0,998	0,997	0,998	0,998
Vc (pu)	1,002	0,999	0,999	0,994	0,984	0,98	0,979	0,979	0,979	0,979	0,999	0,998	0,998	0,998	0,998
Ia (A)	78,5	75,4	68,4	60,1	55	41	23,8	11,3	8,8	4,9	7	4,9	4,9	0,1	0
Ib (A)	71	69,6	59,6	54,5	48,4	34,3	18,9	3,3	1	0,5	10	9,9	9,7	0,2	0
Ic (A)	70,2	66,1	55,8	53	49,4	34	18,6	2,3	0,9	0,6	10,4	9,7	6,7	3,1	2,7
Pa (Kw)	989,4	946,3	859,6	752,2	681	504	272,6	133,3	103,4	57,4	86,5	60,7	60,8	-0,1	0
Pb (kW)	898,8	878,4	754	687,3	605,9	424,8	197,1	40	12,4	5,7	124,3	122,2	120,3	1,9	0
Pc (kW)	888,2	835,2	705,4	668,6	617,2	420	189,8	28,3	10,6	7,7	129,8	121	82,5	38,5	34,6
P Total (kW)	2776	2660	2319	2108	1904	1349	660	202	126	71	341	304	264	40	35
Qa (kVAR)	141,3	123,5	104	64,2	33,9	-26,1	-104,9	37	28,8	17,1	19,4	11,8	12,7	-0,9	0
Qb (kVAR)	99,4	90	63,8	39,6	9,2	-50,6	-129	11,2	3	1,4	26,2	26,8	27	-0,3	0
Qc (kVAR)	98,8	80,3	56,3	43	23	-50,9	-132,1	6,1	1,4	1,2	23,9	22,1	18,6	3,5	3
Q Total (kVAR)	340	294	224	147	66	-128	-366	54	33	20	69	61	58	2	3
Sa (kVA)	999,5	954,3	865,9	754,9	681,9	504,7	292,1	138,3	107,3	59,9	88,7	61,8	62,1	0,9	0
Sb (kVA)	904,3	883	756,7	688,4	606	427,8	235,6	41,5	12,8	5,9	127	125,1	123,3	1,9	0
Sc (kVA)	893,7	839,1	707,6	670	617,7	423	231,3	29	10,7	7,8	132	123	84,6	38,7	34,7
S Total (kVA)	2797	2676	2330	2113	1905	1355	754	209	131	74	348	310	270	40	35
Pa Loss (kW)	47,58	41,9	39,36	32,15	21,37	13,59	7,54	3,76	2,8	1,52	2,42	1,7	1,7	0	0
Pb Loss (kW)	30,61	27,31	23,28	18,95	11,72	6,36	3,15	0,84	0,32	0,14	3,96	3,76	3,71	0,05	0
Pc Loss (kW)	36,49	32,35	28,59	25,03	18,11	10,51	5,1	0,76	0,29	0,21	3,69	3,38	2,23	1,15	1,04
P Tot Loss (kW)	114,68	101,56	91,23	76,13	51,2	30,47	15,78	5,36	3,41	1,88	10,07	8,85	7,64	1,21	1,04

Tabla B.3 Cuadro tabulado del flujo de potencia a máxima carga sin la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal.



Alimentador # 1523 en operación normal (ON) a máxima carga, considerando la inclusión de minicentral con una producción fija															
Parámetros	TRAMO														
	Cabecera	31622_MT A	30324_MTA	10703_MTA	48319_MTA	49366_MTA	14839_MTA	108772_MTA	55612_MTA	54847_MTA	49338_MTA	14804_MTA	14807_MTA	14805_MTA	CONEXION
Va (pu)	1,006	1,003	1,003	0,996	0,982	0,976	0,975	0,974	0,972	0,972	1,003	1,007	1,007	1,008	1,009
Vb (pu)	1,007	1,006	1,005	1,001	0,991	0,989	0,988	0,989	0,989	0,989	1,006	1,008	1,008	1,009	1,01
Vc (pu)	1,007	1,006	1,006	1,001	0,991	0,987	0,986	0,986	0,986	0,986	1,006	1,008	1,008	1,01	1,01
Ia (A)	52,9	50	67,9	59,6	54,6	40,7	23,7	11,2	8,7	4,9	23,4	25,3	4,9	29,8	29,7
Ib (A)	46,5	45,3	59,2	54,1	48,1	34,1	18,9	3,3	1	0,5	20,5	20,6	9,6	29,2	29,3
Ic (A)	46,1	42,5	55,4	52,7	49	33,8	18,6	2,3	0,9	0,6	20,5	21	6,6	26,8	29,4
Pa (kW)	671,8	631,1	859,6	752,3	681,2	504,2	272,8	133,3	103,4	57,4	-228,6	-255,1	60,8	-315,9	-316,5
Pb (kW)	584,1	565,4	754	687,3	606	424,8	197,1	40	12,4	5,7	-188,6	-190,9	120,3	-311,3	-313,8
Pc (kW)	576,7	525,4	705,3	668,6	617,3	420	189,8	28,3	10,7	7,7	-180	-189,2	82,6	-271,7	-310,7
P Total (kW)	1833	1722	2319	2108	1904	1349	660	202	127	71	-597	-635	264	-899	-941
Qa (kVAR)	-77,2	-91,5	100,1	60,5	30,4	-29,3	-108	36,8	28,7	17	-191,7	-199,9	12,5	-212,4	-212,3
Qb (kVAR)	-114,5	-121,2	60,2	36,2	6	-53,6	-131,9	11,1	3	1,4	-181,4	-181,1	26,7	-207,7	-208,1
Qc (kVAR)	-120,9	-136,8	52,7	39,5	19,7	-54	-135	6	1,4	1,2	-189,5	-191,6	18,4	-209,9	-213,7
Q Total (kVAR)	-313	-350	213	136	56	-137	-375	54	33	20	-563	-573	58	-630	-634
Sa (kVA)	676,2	637,7	865,5	754,7	681,9	505,1	293,4	138,3	107,3	59,9	298,3	324,1	62,1	380,7	381,1
Sb (kVA)	595,2	578,2	756,4	688,2	606	428,2	237,2	41,5	12,8	5,9	261,7	263,2	123,2	374,2	376,5
Sc (kVA)	589,2	542,9	707,3	669,8	617,6	423,5	233	29	10,7	7,8	261,3	269,2	84,6	343,4	377,1
S Total (kVA)	1859	1757	2329	2113	1905	1356	759	209	131	74	820	855	270	1098	1135
Pa Loss (kW)	50,92	47,75	39,3	32,15	21,48	13,72	7,61	3,8	2,84	1,54	8,39	7	1,73	5,25	4,53
Pb Loss (kW)	39,36	37,76	23,44	19,12	11,95	6,56	3,24	0,85	0,32	0,15	14,29	13,82	3,76	10,05	9,45
Pc Loss (kW)	50,54	48,1	28,39	24,87	18,03	10,49	5,1	0,77	0,29	0,22	19,68	18,93	2,26	16,66	15,01
P Tot Loss (kW)	140,8	133,61	91,13	76,14	51,45	30,76	15,95	5,42	3,45	1,9	42,37	39,75	7,75	31,96	28,99

Tabla B.4 Cuadro tabulado del flujo de potencia a máxima carga al integrar la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal.



B.3.2. FLUJOS DE POTENCIA EN CONDICIONES DE CONTINGENCIA

Alimentador # 1523 en operación de contingencia # 1 (OC1) a máxima carga, sin la inclusión de minicentral															
Parámetros	TRAMO														
	Cabecera	30324_MTA	10703_MTA	58399_MTA	48319_MTA	49366_MTA	14839_MTA	108772_MTA	55612_MTA	54847_MTA	58394_MTA	101369_MTA	51485_MTA	14807_MTA	CONEXION
Va (pu)	1,001	0,996	0,988	0,987	0,974	0,968	0,967	0,966	0,964	0,963	0,988	0,987	0,987	0,986	0,986
Vb (pu)	1,002	0,999	0,993	0,992	0,983	0,98	0,98	0,98	0,981	0,981	0,992	0,991	0,991	0,991	0,991
Vc (pu)	1,002	0,999	0,993	0,992	0,983	0,979	0,978	0,978	0,978	0,978	0,993	0,992	0,992	0,991	0,991
Ia (A)	78,5	75,4	67	59,8	55	41	23,8	11,2	8,7	4,9	7,1	1,7	4,9	2,1	0
Ib (A)	71	69,6	64,4	54,5	48,4	34,3	18,9	3,3	1	0,5	10	7,6	2,2	0,3	0
Ic (A)	70,2	66,1	63,4	53	49,4	34	18,6	2,3	0,9	0,6	10,4	2,6	5,1	3,8	2,8
Pa (kW)	989,3	946,1	837,8	747,8	680,2	503,4	272,3	133,1	103,2	57,3	86,4	20,8	59,9	25,7	0
Pb (kW)	898,8	878,3	810,3	685,9	605	424,1	196,8	39,9	12,4	5,7	123,9	93,1	27,8	3,8	0
Pc (kW)	888,4	835,4	797,6	667,5	616,5	419,5	189,6	28,3	10,6	7,7	129,6	31,3	63,6	47,1	34,5
P Total (kW)	2776	2660	2446	2101	1902	1347	659	201	126	71	340	145	151	77	35
Qa (kVAR)	140,9	123,1	82,3	61,1	32,5	-27	-105,3	36,6	28,5	16,9	19,5	3,3	15,7	6,5	0
Qb (kVAR)	99,6	90,2	64,4	38	8,1	-51,2	-129	11,1	2,9	1,4	25,9	22,4	4	-1,1	0
Qc (kVAR)	99,1	80,7	65,5	41,2	21,6	-51,8	-132,3	6	1,4	1,2	23,8	7,4	7,2	5,1	3,1
Q Total (kVAR)	340	294	212	140	62	-130	-367	54	33	20	69	33	27	10	3
Sa (kVA)	999,3	954	841,8	750,3	680,9	504,1	291,9	138,1	107,1	59,8	88,6	21	62	26,5	0
Sb (kVA)	904,3	883	812,8	687	605,1	427,2	235,3	41,5	12,8	5,9	126,5	95,7	28,1	4	0
Sc (kVA)	893,9	839,2	800,2	668,7	616,9	422,6	231,2	28,9	10,7	7,8	131,8	32,1	64,1	47,4	34,7
S Total (kVA)	2797	2676	2455	2106	1903	1353	754	208	131	73	347	149	154	77	35
Pa Loss (kW)	48,56	42,76	34,54	31,39	21,26	13,51	7,5	3,75	2,8	1,52	2,41	0,57	1,61	0,67	0
Pb Loss (kW)	32	28,62	22,88	18,66	11,77	6,41	3,17	0,84	0,32	0,14	3,72	2,72	0,76	0,11	0
Pc Loss (kW)	37,68	33,47	28,81	24,66	18,08	10,49	5,09	0,76	0,29	0,21	3,69	0,77	1,88	1,36	1,03
P Tot Loss (kW)	118,24	104,85	86,22	74,71	51,11	30,41	15,75	5,35	3,4	1,88	9,82	4,06	4,25	2,14	1,03

Tabla B.5 Cuadro tabulado del flujo de potencia a mínima carga sin la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal.



Alimentador # 1523 en operación de contingencia # 1 (OC1) a máxima carga, considerando la inclusión de minicentral con una producción fija															
Parámetros	TRAMO														
	Cabecera	30324_MTA	10703_MTA	58399_MTA	48319_MTA	49366_MTA	14839_MTA	108772_MTA	55612_MTA	54847_MTA	58394_MTA	101369_MTA	51485_MTA	14807_MTA	CONEXION
Va (pu)	1,006	1,004	1	0,999	0,986	0,981	0,98	0,979	0,977	0,977	1,001	1,005	1,005	1,012	1,014
Vb (pu)	1,007	1,006	1,004	1,003	0,994	0,992	0,992	0,992	0,992	0,992	1,004	1,006	1,007	1,013	1,015
Vc (pu)	1,007	1,006	1,005	1,004	0,995	0,991	0,99	0,99	0,99	0,99	1,005	1,008	1,008	1,014	1,016
Ia (A)	52,6	49,7	42,4	59	54,3	40,5	23,6	11,1	8,6	4,8	23,9	1,6	25,7	28,2	30,2
Ib (A)	46,6	45,4	40,9	53,9	47,9	34	18,9	3,3	1	0,5	20,5	7,5	27,4	29,1	29,3
Ic (A)	46,3	42,8	40,5	52,4	48,8	33,6	18,6	2,3	0,9	0,6	20,8	2,5	25,4	26,5	29,6
Pa (Kw)	665,6	624,9	520	748,1	680,6	503,8	272,5	133,2	103,3	57,4	-231,2	20,8	-258,5	-294,5	-321
Pb (kW)	583,5	564,7	499,2	685,7	604,9	424,1	196,8	40	12,4	5,7	-186,8	93,1	-283,3	-308,9	-313,4
Pc (kW)	576,9	525,6	490,2	667,4	616,5	419,6	189,6	28,3	10,6	7,7	-177,4	31,3	-244,1	-261,9	-309,6
P Total (kW)	1826	1715	1509	2101	1902	1347	659	201	126	71	-595	145	-786	-865	-944
Qa (kVAR)	-90,7	-104,9	-140,9	54,7	26,4	-32,7	-110,8	36,3	28,3	16,8	-196,8	3,1	-201,2	-211,7	-219
Qb (kVAR)	-122,5	-129,2	-151	32,2	2,6	-56,3	-133,8	11	2,9	1,4	-183,3	22	-205,1	-211,7	-211,3
Qc (kVAR)	-135,1	-150,9	-162,6	35,1	15,8	-57	-137,3	5,9	1,3	1,1	-197,7	7,3	-214,6	-217,8	-222,8
Q Total (kVAR)	-348	-385	-455	122	45	-146	-382	53	32	19	-578	32	-621	-641	-653
Sa (kVA)	671,7	633,7	538,8	750,1	681,1	504,9	294,2	138	107,1	59,8	303,6	21	327,6	362,7	388,6
Sb (kVA)	596,2	579,3	521,5	686,5	604,9	427,8	238	41,4	12,8	5,9	261,7	95,7	349,8	374,5	378
Sc (kVA)	592,5	546,9	516,5	668,3	616,7	423,5	234,2	28,9	10,7	7,8	265,7	32,1	325	340,6	381,5
S Total (kVA)	1859	1758	1576	2105	1903	1355	762	208	130	73	830	149	1002	1077	1148
Pa Loss (kW)	42,07	38,89	34,09	31,42	21,48	13,75	7,64	3,82	2,86	1,55	2,28	0,58	0,67	-1,96	-3,54
Pb Loss (kW)	41,6	39,92	36,63	19,05	12,23	6,8	3,36	0,86	0,33	0,15	17,35	2,79	13,95	11,7	10,92
Pc Loss (kW)	54,07	51,6	49,3	24,28	17,84	10,37	5,05	0,77	0,29	0,22	24,82	0,79	22,33	20,57	18,56
P Tot Loss (kW)	137,73	130,41	120,03	74,76	51,55	30,92	16,04	5,45	3,47	1,91	44,46	4,16	36,95	30,31	25,94

Tabla B.6 Cuadro tabulado del flujo de potencia a mínima carga al integrar la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal.



Alimentador # 1523 en operación de contingencia # 2 (OC2) a máxima carga, sin la inclusión de minicentral

Parámetros	TRAMO														
	Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	10703_MTA	58399_MTA	48319_MTA	49366_MTA	14839_MTA	108772_MTA	55612_MTA	54847_MTA	49338_MTA	14804_MTA	14805_MTA	CONEXION
Va (pu)	1,001	0,996	0,996	0,988	0,987	0,974	0,969	0,967	0,966	0,964	0,964	0,996	0,996	0,996	0,996
Vb (pu)	1,002	0,999	0,999	0,993	0,992	0,983	0,98	0,98	0,98	0,981	0,981	0,999	0,999	0,999	0,999
Vc (pu)	1,002	0,999	0,999	0,994	0,993	0,984	0,98	0,979	0,979	0,979	0,979	0,999	0,999	0,998	0,998
Ia (A)	78,5	75,4	73,3	64,9	59,8	55	41	23,8	11,2	8,7	4,9	2,1	0,1	0,1	0
Ib (A)	71	69,6	69,3	64,1	54,5	48,4	34,3	18,9	3,3	1	0,5	0,3	0,2	0,2	0
Ic (A)	70,1	66,1	62,4	59,6	53	49,3	34	18,6	2,3	0,9	0,6	3,7	3	3	2,7
Pa (Kw)	989,4	946,3	920,5	812,3	748,1	680,4	503,5	272,4	133,2	103,3	57,4	25,7	-0,1	-0,1	0
Pb (kW)	899,1	878,7	874,8	806,7	686,2	605,2	424,3	196,9	40	12,4	5,7	3,8	1,9	1,9	0
Pc (kW)	888,1	835,1	787,9	750,6	667,8	616,8	419,7	189,7	28,3	10,6	7,7	47,2	38,5	38,5	34,6
P Total (kW)	2777	2660	2583	2370	2102	1902	1348	659	201	126	71	77	40	40	35
Qa (kVAR)	137,7	120,1	113,7	73,7	59,3	30,8	-28,3	-106	36,3	28,3	16,8	6,3	-1,1	-0,9	-0,2
Qb (kVAR)	97,4	88	89,2	63,4	36,2	6,4	-52,4	-129,6	11	2,9	1,4	-1,2	-0,5	-0,3	-0,2
Qc (kVAR)	95,6	77,4	72,6	58,3	39,4	20	-53	-133	5,9	1,3	1,1	4,7	3,1	3,3	2,7
Q Total (kVAR)	331	286	276	195	135	57	-134	-369	53	33	19	10	1	2	2
Sa (kVA)	999	953,9	927,5	815,7	750,5	681,1	504,3	292,3	138	107,1	59,8	26,4	1,1	0,9	0,2
Sb (kVA)	904,4	883,1	879,3	809,2	687,1	605,3	427,5	235,7	41,4	12,8	5,9	4	2	1,9	0,2
Sc (kVA)	893,2	838,7	791,2	752,9	669	617,2	423,1	231,7	28,9	10,7	7,8	47,4	38,6	38,6	34,7
S Total (kVA)	2796	2675	2598	2378	2106	1903	1354	755	208	130	73	77	40	40	35
Pa Loss (kW)	48,44	42,77	41,97	33,94	31,52	21,38	13,61	7,54	3,75	2,8	1,52	0,68	0	0	0
Pb Loss (kW)	31,99	28,69	28,5	22,8	18,71	11,81	6,44	3,18	0,84	0,32	0,14	0,11	0,06	0,06	0
Pc Loss (kW)	36,74	32,61	31,15	27,09	24,5	17,93	10,37	5,03	0,76	0,29	0,21	1,39	1,15	1,15	1,04
P Tot Loss (kW)	117,17	104,06	101,62	83,83	74,73	51,12	30,43	15,76	5,35	3,41	1,88	2,18	1,21	1,21	1,04

Tabla B.7 Cuadro tabulado del flujo de potencia a máxima carga sin la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal.



Alimentador # 1523 en operación de contingencia # 2 (OC2) a máxima carga, considerando la inclusión de minicentral con una producción fija															
Parámetros	TRAMO														
	Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	10703_MTA	58399_MTA	48319_MTA	49366_MTA	14839_MTA	108772_MTA	55612_MTA	54847_MTA	49338_MTA	14804_MTA	14805_MTA	CONEXION
Va (pu)	1,006	1,003	1,003	0,996	0,995	0,983	0,978	0,977	0,976	0,974	0,974	1,004	1,007	1,007	1,01
Vb (pu)	1,006	1,005	1,004	0,998	0,997	0,99	0,985	0,985	0,985	0,986	0,986	1,005	1,008	1,008	1,01
Vc (pu)	1,006	1,004	1,004	0,998	0,998	0,988	0,983	0,982	0,982	0,982	0,981	1,004	1,008	1,008	1,01
Ia (A)	53,6	50,8	73	64,7	59,5	54,7	40,8	23,7	11,2	8,7	4,8	27,4	29,4	29,4	29,4
Ib (A)	47	45,7	69	63,9	54,3	48,2	34,2	18,9	3,3	1	0,5	28,9	29	29	29,1
Ic (A)	46,1	42,5	61,9	59,2	52,7	49	33,8	18,6	2,3	0,9	0,6	26,1	26,7	26,7	29,2
Pa (Kw)	680,8	640,1	923,2	815,2	750,4	683,1	505,8	273,7	133,6	103,5	57,5	-284,1	-310,9	-310,9	-311,6
Pb (kW)	588,7	569,9	875,7	807,5	686,9	606	424,7	197	40	12,4	5,7	-303,1	-305,9	-305,9	-308,4
Pc (kW)	576,5	525,2	786,6	749,2	666,9	615,4	418,6	189	28,1	10,5	7,7	-259,5	-268,8	-268,9	-307,8
P Total (kW)	1846	1735	2585	2372	2104	1904	1349	660	202	127	71	-847	-886	-886	-928
Qa (kVAR)	-78,9	-93,3	112,5	72,4	58	29,1	-29,9	-108,8	36,6	28,5	16,9	-203,8	-212,2	-212	-211,8
Qb (kVAR)	-116,9	-123,7	90,9	64,7	36,9	6,1	-53,1	-130,9	11,2	3	1,4	-209,7	-209,9	-209,7	-210,1
Qc (kVAR)	-119,5	-135,3	72,7	58,5	39,6	20,1	-53	-133,7	5,9	1,3	1,2	-207,8	-210,1	-209,9	-213,7
Q Total (kVAR)	-315	-352	276	196	135	55	-136	-373	54	33	20	-621	-632	-632	-636
Sa (kVA)	685,3	646,8	930	818,4	752,6	683,7	506,7	294,6	138,5	107,4	59,9	349,6	376,4	376,3	376,7
Sb (kVA)	600,2	583,2	880,4	810,1	687,9	606	428	236,6	41,5	12,8	5,9	368,5	371	370,9	373,2
Sc (kVA)	588,8	542,4	790	751,5	668	615,7	421,9	231,5	28,7	10,6	7,8	332,4	341,2	341,1	374,7
S Total (kVA)	1873	1771	2600	2380	2108	1905	1356	758	209	131	74	1050	1088	1088	1125
Pa Loss (kW)	57,29	54,25	39,44	32	29,63	20,39	13,1	7,36	3,78	2,84	1,54	11,68	10,05	10,03	9,39
Pb Loss (kW)	46	44,34	30,99	25,18	21,06	13,86	8,22	4	0,91	0,32	0,14	17,51	16,57	16,55	15,94
Pc Loss (kW)	50,85	48,25	31,29	26,83	24,17	17,19	9,37	4,56	0,72	0,29	0,21	19,61	18,6	18,58	16,89
P Tot Loss (kW)	154,14	146,84	101,71	84	74,85	51,44	30,7	15,92	5,42	3,45	1,9	48,8	45,21	45,16	42,22

Tabla B.8 Cuadro tabulado del flujo de potencia a máxima carga al integrar la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal.



Alimentador # 1523 en operación de contingencia # 3 (OC3) a máxima carga, sin la inclusión de MCHG

Parámetros	TRAMO														
	Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	10703_MTA	48319_MTA	49366_MTA	14839_MTA	108772_MTA	55612_MTA	54847_MTA	49338_MTA	14804_MTA	14807_MTA	14805_MTA	CONEXION
Va (pu)	1,001	0,996	0,996	0,989	0,988	0,966	0,965	0,951	0,946	0,945	0,944	0,942	0,941	0,989	0,989
Vb (pu)	1,002	0,999	0,999	0,993	0,992	0,975	0,974	0,965	0,963	0,962	0,962	0,963	0,963	0,993	0,993
Vc (pu)	1,002	0,999	0,999	0,993	0,992	0,977	0,976	0,967	0,963	0,963	0,962	0,962	0,962	0,993	0,993
Ia (A)	78,6	75,6	69,7	67,6	67,6	62,7	60,1	55,3	41,2	23,9	11,3	8,8	4,9	0,1	0
Ib (A)	71	69,6	66,5	66,3	66,2	56,6	54,7	48,6	34,5	18,9	3,3	1	0,5	0,2	0
Ic (A)	70,1	66,1	64	63,4	60,3	53,8	53,1	49,5	34,1	18,6	2,3	0,9	0,6	3	2,7
Pa (Kw)	990,6	948	875,3	844	844	767,8	735,5	668,7	494,7	267,7	131	101,6	56,4	-0,1	0
Pb (kW)	899,1	878,9	839,8	833,2	831,2	700,5	676	596,2	418	193,9	39,3	12,2	5,6	1,9	0
Pc (kW)	887	834,9	809,3	796,6	758,6	666,9	658,2	607,9	413,7	186,9	27,9	10,5	7,6	37,9	34
P Total (kW)	2777	2662	2524	2474	2434	2135	2070	1873	1326	649	198	124	70	40	34
Qa (kVAR)	142,3	125,4	102,2	90	90,8	64,4	54,9	27,2	-28,9	-102,1	34,3	26,8	15,9	-0,9	0
Qb (kVAR)	100,3	91,4	79,9	75,9	76,1	38,3	31,5	2,8	-53	-126	10,3	2,7	1,3	-0,3	0
Qc (kVAR)	97	79,7	72,6	67	64,2	36,8	35,2	16,3	-53,3	-129,5	5,6	1,2	1,1	2,7	2,3
Q Total (kVAR)	340	296	255	233	231	139	122	46	-135	-358	50	31	18	2	2
Sa (kVA)	1000,8	956,3	881,2	848,8	848,9	770,5	737,5	669,2	495,5	286,5	135,4	105,1	58,6	0,9	0
Sb (kVA)	904,7	883,7	843,6	836,7	834,7	701,6	676,7	596,2	421,3	231,3	40,7	12,5	5,8	1,9	0
Sc (kVA)	892,3	838,7	812,5	799,4	761,3	667,9	659,2	608,1	417,1	227,4	28,4	10,5	7,7	38	34,1
S Total (kVA)	2797	2678	2537	2485	2445	2140	2073	1873	1333	741	204	128	72	40	34
Pa Loss (kW)	65,8	60,1	58,25	51,73	51,62	33,52	31,62	21,38	13,62	7,48	3,63	2,69	1,46	0	0
Pb Loss (kW)	43,61	40,32	39,31	34,56	34,41	18,39	17,1	10,3	5,23	2,61	0,77	0,31	0,14	0,05	0
Pc Loss (kW)	48,82	44,7	43,99	39,62	38,41	25,68	24,77	18,19	10,61	5,13	0,75	0,28	0,21	1,14	1,03
P Tot Loss (kW)	158,23	145,11	141,54	125,91	124,44	77,59	73,49	49,87	29,46	15,22	5,16	3,28	1,8	1,19	1,03

Tabla B.9 Cuadro tabulado del flujo de potencia a máxima carga sin la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal.



Alimentador # 1523 en operación de contingencia # 3 (OC3) a máxima carga, considerando la inclusión de minicentral con una producción fija															
Parámetros	TRAMO														
	Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	10703_MTA	48319_MTA	49366_MTA	14839_MTA	108772_MTA	55612_MTA	54847_MTA	49338_MTA	14804_MTA	14807_MTA	14805_MTA	CONEXION
Va (pu)	1,006	1,004	1,004	1	0,999	0,978	0,977	0,964	0,959	0,957	0,957	0,955	0,954	1,002	1,003
Vb (pu)	1,007	1,006	1,005	1,003	1,002	0,985	0,984	0,976	0,973	0,973	0,973	0,974	0,974	1,004	1,005
Vc (pu)	1,007	1,006	1,006	1,004	1,003	0,988	0,987	0,978	0,974	0,974	0,974	0,973	0,973	1,005	1,006
Ia (A)	52,5	49,7	44,4	42,6	66,7	61,9	59,4	54,6	40,7	23,7	11,1	8,7	4,8	30,7	30,7
Ib (A)	46,1	44,8	42,1	41,9	65,4	56	54	48	34,1	18,9	3,3	1	0,5	29,6	29,7
Ic (A)	46,4	42,9	41,1	40,5	59,6	53,2	52,5	48,9	33,8	18,6	2,3	0,9	0,6	27	29,4
Pa (Kw)	664	624	551,4	523,7	844	768,1	735,9	669,2	495,2	267,9	131,1	101,7	56,5	-320,3	-321
Pb (kW)	577	558,5	519,5	515,7	830,8	700,3	675,7	596,1	417,9	193,9	39,3	12,2	5,6	-315,1	-317,6
Pc (kW)	578	527,5	501,9	491,7	758,3	666,8	658,1	607,9	413,7	187	27,9	10,5	7,6	-266,6	-305
P Total (kW)	1819	1710	1573	1531	2433	2135	2070	1873	1327	649	198	124	70	-902	-944
Qa (kVAR)	-94,1	-107,4	-130,5	-139,5	83,9	58,1	48,7	21,4	-34,3	-107,4	34	26,5	15,8	-223,4	-223,3
Qb (kVAR)	-118,9	-125,1	-136,4	-137,6	70,1	32,9	26,1	-2,2	-57,6	-130,5	10,3	2,7	1,3	-207,7	-208
Qc (kVAR)	-134,5	-149,3	-156,3	-159,5	57,9	30,9	29,3	10,8	-58,3	-134,2	5,4	1,2	1	-217,4	-220,3
Q Total (kVAR)	-348	-382	-423	-437	212	122	104	30	-150	-372	50	30	18	-648	-652
Sa (kVA)	670,7	633,2	566,6	541,9	848,1	770,3	737,5	669,5	496,4	288,6	135,4	105,1	58,6	390,5	391,1
Sb (kVA)	589,1	572,4	537,1	533,7	833,7	701,1	676,2	596,1	421,8	233,7	40,7	12,5	5,8	377,4	379,6
Sc (kVA)	593,4	548,2	525,7	517	760,5	667,5	658,8	608	417,8	230,1	28,4	10,5	7,7	344	376,2
S Total (kVA)	1852	1752	1629	1592	2442	2139	2072	1873	1335	748	204	128	72	1111	1147
Pa Loss (kW)	56,08	52,99	51,25	48,23	51,2	33,49	31,6	21,56	13,82	7,61	3,7	2,74	1,49	-3,01	-3,79
Pb Loss (kW)	42,08	40,48	39,55	37,57	34,56	18,76	17,47	10,74	5,6	2,79	0,8	0,31	0,14	2,97	2,38
Pc Loss (kW)	72,33	69,86	69,23	67,34	37,84	25,32	24,43	17,98	10,52	5,1	0,76	0,28	0,21	29,47	27,81
P Tot Loss (kW)	170,49	163,32	160,03	153,14	123,6	77,57	73,5	50,28	29,94	15,49	5,25	3,34	1,84	29,43	26,4

Tabla B.10 Cuadro tabulado del flujo de potencia a máxima carga al integrar la minicentral, en diferentes puntos del alimentador # 1523, bajo condiciones de operación normal.

**B.4. CUADROS DEL ESTUDIO DE CORTOCIRCUITOS****B.4.1. CORTOCIRCUITOS EN CONDICIONES DE OPERACIÓN NORMAL**

Parámetros		CASO 0							CASO 1						
		Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	14839_MTA	54847_MTA	49338_MTA	CONEXIÓN	Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	14839_MTA	54847_MTA	49338_MTA	CONEXIÓN
Tensión de FALLA (pu)	Va (pu)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Vb (pu)	1,02	1,073	1,074	1,193	1,206	1,075	1,148	1,004	1,036	1,037	1,186	1,201	1,038	1,072
	Vc (pu)	0,993	1,086	1,088	1,157	1,155	1,088	1,123	0,989	1,054	1,055	1,153	1,151	1,055	1,01
I de FALLA (A)	Ia (A)	4753,7	2916,3	2883,7	666	514,4	2867,4	1568,2	4755,1	3254,6	3223,2	682,2	524	3208,7	2027,6
	Ib (A)	0,2	0	0	0	0	0	0	103,5	0	0	0	0	0	0
	Ic (A)	0,2	0	0	0	0	0	0	103,7	0	0	0	0	0	0
I Neutro (A)	In (A)	4753,9	2916,3	2883,7	666	514,4	2867,4	1568,2	4559,7	3254,6	3223,2	682,2	524	3208,7	2027,6
Tensión S/E # 15 (pu)	Va (pu)	0	0,412	0,419	0,872	0,903	0,422	0,703	0	0,403	0,41	0,881	0,91	0,684	0,684
	Vb (pu)	1,02	1,013	1,013	1,003	1,002	1,012	1,007	1,004	0,99	0,989	0,997	0,997	0,975	0,975
	Vc (pu)	0,993	0,994	0,994	0,998	0,998	0,994	0,995	0,989	0,985	0,985	0,998	0,998	0,984	0,984
I S/E # 15 (A)	Ia (A)	4753,7	2916,3	2883,7	665,9	514,4	2867,4	1568,1	4755,1	2962,1	2930	620,1	476,2	1672,2	1672,2
	Ib (A)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	103,5	157,6	158,5	33,4	25,6	221,3	221,3
	Ic (A)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	103,7	157,8	158,6	33,6	25,8	221,5	221,5
I Neutro (A)	In (A)	4753,9	2916,6	2883,9	666,2	514,6	2867,6	1568,3	4559,7	2647,2	2613,3	553,2	424,9	1234,2	1234,2
Tensión MCHG (pu)	Va (pu)	0	0	0,001	0,776	0,828	0	0	0,778	0,817	0,121	0,967	0,976	0,817	0,794
	Vb (pu)	1,02	1,073	1,074	1,022	1,017	1,075	1,148	0,703	0,735	1,008	0,941	0,954	0,735	0,734
	Vc (pu)	0,993	1,086	1,087	1,013	1,009	1,088	1,123	1,001	1,001	0,988	1	1	1,001	1,001
I MCHG (A)	Ia (A)	0	0	0	0	0	0	1568,2	3887,5	3573,6	293,2	754,9	579,8	3569,6	3703,9
	Ib (A)	0	0	0	0	0	0	0	3886,7	3573,3	158,6	754,6	579,5	3569,3	3704
	Ic (A)	0	0	0	0	0	0	0	21,6	20,2	158,7	4	3	20,2	21,5
I Neutro (A)	In (A)	0	0	0	0	0	0	1568,2	0	0	610,4	0	0	0	0
En la MCHG	IG (Sec 0)	IO angulo	0,01 -147,54	0,01 -142,18	0,01 -142,1	0,01 -147,79	0,01 -148,26	0,01 -142,03	522,73 -64,63	0 -54,33	203,46 106,52	0 -42,04	0 -39,48	0 -53,7	0 -57,46
	IG (Sec -)	I- angulo	0,01 -30,21	0,01 -24,68	0,01 -24,59	0,01 -28,44	0,01 -28,76	0,01 -24,53	522,73 -64,63	2233,41 -47,94	2053,02 -47,05	44,71 102,95	433,75 -34,92	333,15 -32,73	2050,72 -47,1
	VG (Sec 0)	V0 angulo	4345,95 -178,22	5459,71 179,27	5472,15 179,28	1264,05 -168,83	976,42 -166,62	5487,28 179,29	6224,04 -178,73	0,02 35,82	0 36,58	3726,83 -176,1	0 49,17	0 51,96	0 36,5
	VG (Sec -)	V- angulo	4179,91 179,07	3621,77 -179,45	3609,44 -179,43	833,67 -167,55	643,97 -165,33	3607,96 -179,46	3240,7 178,78	52,46 39,8	45,41 42,95	3763,34 -178,35	9,59 55,08	7,37 57,27	45,36 42,9

Tabla B.11 Cortocircuitos monofásicos en el Alimentador # 1523 en modo de operación normal (ON).



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Parámetros			CASO 0							CASO 1						
			Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	14839_MTA	54847_MTA	49338_MTA	CONEXIÓN	Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	14839_MTA	54847_MTA	49338_MTA	CONEXIÓN
Tensión FALLA (pu)	Va (pu)	0	0,002	0,002	0,005	0,005	0,002	0,003	0	0,002	0,002	0,005	0,005	0,002	0,002	
	Vb (pu)	0	0,002	0,002	0,005	0,005	0,002	0,003	0	0,002	0,002	0,005	0,005	0,002	0,002	
	Vc (pu)	0	0,002	0,002	0,005	0,005	0,002	0,003	0	0,002	0,002	0,005	0,005	0,002	0,002	
I de FALLA (A)	Ia (A)	4815,4	3416,2	3387,1	947,7	739	3371,9	2054,8	4815,5	3564,4	3535,1	958,7	745,5	3520,1	2202	
	Ib (A)	4815,4	3414,4	3385,3	944,4	735,9	3370	2049,7	4815,3	3562,9	3533,6	955,3	742,4	3518,6	2197,1	
	Ic (A)	4815,4	3425,4	3396,4	952,9	742,5	3381,2	2061,1	4815,4	3574	3544,8	964	749,1	3529,9	2208,5	
I Neutro (A)	In (A)	0	0	0	0	0	0	0	0,3	0	0	0	0	0	0	
Tensión S/E # 15 (pu)	Va (pu)	0	0,319	0,325	0,823	0,866	0,329	0,623	0	0,319	0,325	0,829	0,87	0,329	0,623	
	Vb (pu)	0	0,32	0,327	0,825	0,867	0,33	0,625	0	0,32	0,326	0,83	0,872	0,33	0,625	
	Vc (pu)	0	0,318	0,324	0,823	0,866	0,328	0,623	0	0,318	0,324	0,829	0,87	0,328	0,623	
I S/E # 15 (A)	Ia (A)	4815,4	3416,2	3387,1	947,7	738,9	3371,9	2054,7	4815,5	3415,4	3386,2	918,3	714	3371,1	2053,4	
	Ib (A)	4815,4	3414,4	3385,3	944,4	735,8	3370	2049,6	4815,3	3414,9	3385,7	915,3	711,3	3370,6	2050,6	
	Ic (A)	4815,4	3425,4	3396,4	952,9	742,5	3381,2	2061	4815,4	3425,6	3396,6	923,6	717,7	3381,5	2061,3	
I Neutro (A)	In (A)	0	0	0	0	0	0	0	0,3	2,4	2,4	0,6	0,5	2,4	0	
Tensión MCHG (pu)	Va (pu)	0	0,002	0,001	0,732	0,795	0,002	0,003	0,499	0,492	0,492	0,873	0,808	0,03	0,475	
	Vb(pu)	0	0,002	0,003	0,734	0,797	0,002	0,003	0,5	0,493	0,493	0,874	0,81	0,032	0,476	
	Vc (pu)	0	0,002	0,002	0,732	0,795	0,002	0,003	0,498	0,491	0,491	0,874	0,809	0,03	0,474	
I MCHG (A)	Ia (A)	0	0	0	0	0	0	2054,8	6716,9	6802,7	6799,9	1849,2	31,4	149,1	6986,2	
	Ib (A)	0	0	0	0	0	0	2049,7	6712,4	6799,1	6796,2	1837,5	31,1	148,1	6984,5	
	Ic (A)	0	0	0	0	0	0	2061,1	6731,4	6817,8	6814,9	1847,6	31,4	148,5	7002,8	
I Neutro (A)	In (A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	2,4	0	
En la MCHG	IG (Sec 0)	0 90,01	0 -80,17	0 -99,45	0,01 -155,57	0,01 -154,83	0 -79,85	0 -62,16	0 -112,48	0 -112,81	0 -112,79	0 -98,14	0,17 136,48	0,81 116,88	0 -113,8	0 -57,46
	IG (Sec -)	0 -149,99	0 39,83	0 19,12	0,01 -35,58	0,01 -34,84	0 40,15	6,61 -156,62	11,48 145,96	11,45 143,01	11,45 143,06	7,34 -145,61	0,12 11,15	0,25 -67,12	11,66 136,43	2127,73 -51,02
	VG (Sec 0)	0 0,02	25,45 -170,17	25,91 -170,01	7,29 -155,58	5,69 -152,45	26,19 -169,85	41,02 -152,24	0 -22,52	0 -22,8	0 -22,82	0 -8,21	3,12 -148,19	14,88 -165,78	0 -23,79	0 32,57
	VG (Sec -)	0 -155,39	0 -45,35	0,04 76,61	11,69 106,08	9,19 116,58	0 -45,49	0 27,76	0,25 -124,04	0,25 -126,99	0,25 -126,94	0,16 -55,61	9,32 117,9	2,01 94,06	0,26 -133,57	47,06 38,98

Tabla B.12 Cortocircuitos trifásicos en el Alimentador # 1523 en modo de operación normal (ON).

**B.4.2. CORTOCIRCUITOS EN CONDICIONES DE CONTINGENCIAS**

Parámetros		MONOFÁSICO							TRIFÁSICO							
		Cabecera	10703_MTA	58399_MTA	14839_MTA	54847_MTA	58394_MTA	CONEXIÓN	Cabecera	10703_MTA	58399_MTA	14839_MTA	54847_MTA	58394_MTA	CONEXIÓN	
Tensión FALLA (pu)	Va (pu)	0	0	0	0	0	0	0	0	0,003	0,003	0,005	0,005	0,003	0,002	
	Vb (pu)	1,01	1,079	1,08	1,175	1,193	1,079	1,071	0	0,003	0,003	0,005	0,005	0,003	0,002	
	Vc (pu)	0,992	1,081	1,082	1,142	1,143	1,081	0,944	0	0,003	0,003	0,005	0,005	0,003	0,002	
I de FALLA (A)	Ia (A)	4754,2	2009,6	1997	707,7	538,9	2005	1219,5	4815,5	2358,2	2346,9	973	754,2	2352,8	1235,6	
	Ib (A)	58,3	0	0	0	0	0	0	4815,2	2354,7	2343,4	969,7	751,1	2349,3	1231,4	
	Ic (A)	58,7	0	0	0	0	0	0	4815,4	2368,3	2357	978,4	757,9	2362,8	1238,6	
I Neutro (A)	In (A)	4650,3	2009,6	1997	707,7	538,9	2005	1219,5	0,4	0	0	0	0	0	0	
Tensión S/E # 15 (pu)	Va (pu)	0	0,655	0,657	0,881	0,911	0,656	0,837	0	0,573	0,575	0,83	0,872	0,574	0,808	
	Vb (pu)	1,01	0,987	0,987	0,995	0,996	0,987	0,972	0	0,574	0,577	0,832	0,873	0,576	0,809	
	Vc (pu)	0,992	0,991	0,991	0,998	0,998	0,991	0,992	0	0,572	0,574	0,83	0,872	0,573	0,809	
I S/E # 15 (A)	Ia (A)	4754,2	1762,9	1751,9	620,8	472,7	1758,2	888,7	4815,5	2215,1	2204,5	913,9	708,4	2209,7	1092,3	
	Ib (A)	58,3	125,5	124,7	44,1	33,5	125,7	191,3	4815,2	2213	2202,4	911,3	705,9	2207,6	1090	
	Ic (A)	58,7	125,7	125	44,3	33,7	125,9	191,7	4815,4	2226	2215,4	919,5	712,3	2220,6	1096,5	
I Neutro (A)	In (A)	4650,3	1511,9	1502,5	532,5	405,5	1506,9	509,6	0,4	2,9	2,9	1,2	0,9	2,9	3,4	
Tensión MCHG (pu)	Va (pu)	0,816	0,834	0,835	0,944	0,959	0,834	0,773	0,531	0,512	0,515	0,805	0,853	0,512	0,475	
	Vb(pu)	0,728	0,758	0,76	0,912	0,932	0,758	0,721	0,532	0,514	0,516	0,806	0,853	0,513	0,476	
	Vc (pu)	1,001	1,001	1,001	1	1	1,001	1,001	0,53	0,512	0,515	0,806	0,853	0,512	0,474	
I MCHG (A)	Ia (A)	3645,3	3229,8	3209,7	1137,3	865,9	3230,4	3971	6360,9	6580,8	6549,3	2719,1	2107,1	6581,7	6986,2	
	Ib (A)	3643,9	3229,5	3209,4	1137	865,6	3230,1	3970,7	6353,3	6575,3	6543,7	2708,3	2098,7	6576,3	6984,5	
	Ic (A)	19,4	18,4	18,2	6,2	4,6	18,4	23,6	6372,6	6593,8	6562,2	2719,2	2105,8	6594,8	7002,8	
I Neutro (A)	In (A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
En la MCHG	IG (Sec 0)	I0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		angulo	-52,46	-52,57	-52,37	-46,84	-45,54	-52,8	-59,54	-110,82	-111,53	-111,43	-103,47	-100,48	-111,5	-113,78
	IG (Sec -)	I-	2094,54	1855,46	1843,89	653,43	497,57	1855,8	2280,76	157,36	10,99	10,96	7,24	5,21	10,99	11,66
		angulo	-46,38	-46,42	-46,36	-40,4	-38,14	-46,44	-52,98	-52,65	150,25	150,82	-158,65	-146,78	150,22	136,43
	VG (Sec 0)	V0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
VG (Sec -)	V-	46,33	41,04	40,78	14,45	11,01	41,05	50,45	0,25	0,24	0,24	0,16	0,12	0,24	0,26	
		angulo	43,62	43,58	43,64	49,6	51,86	43,56	37,02	-112,64	-119,75	-119,18	-68,65	-56,78	-119,78	-133,57

Tabla B.13 Cortocircuitos en el Alimentador # 1523 en modo de contingencia de operación #1.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Parámetros			TRAMO									
			Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	10703_MTA	58399_MTA	58394_MTA	14839_MTA	54847_MTA	30323_MTA	CONEXIÓN
Tensión FALLA (pu)	Va (pu)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Vb (pu)	1,004	1,036	1,037	1,107	1,112	1,112	1,186	1,201	1,038	1,072	
	Vc (pu)	0,989	1,054	1,055	1,113	1,116	1,115	1,153	1,151	1,055	1,01	
I de FALLA (A)	Ia (A)	4755,1	3254,6	3223,2	1885,5	1807,9	1808,5	682,2	524	3208,7	2027,6	
	Ib (A)	103,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	Ic (A)	103,7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
I Neutro (A)	In (A)	4559,7	3254,6	3223,2	1885,5	1807,9	1808,5	682,2	524	3208,7	2027,6	
Tensión S/E # 15 (pu)	Va (pu)	0	0,403	0,41	0,664	0,678	0,678	0,881	0,91	0,414	0,684	
	Vb (pu)	1,004	0,99	0,989	0,992	0,992	0,992	0,997	0,997	0,989	0,975	
	Vc (pu)	0,989	0,985	0,985	0,992	0,993	0,993	0,998	0,998	0,985	0,984	
I S/E # 15 (A)	Ia (A)	4755,1	2962,1	2930	1713,9	1643,5	1643,9	620,1	476,2	2914,6	1672,2	
	Ib (A)	103,5	157,6	158,5	92,6	88,8	88,8	33,4	25,6	159,2	221,3	
	Ic (A)	103,7	157,8	158,6	92,8	89	89	33,6	25,8	159,4	221,5	
I Neutro (A)	In (A)	4559,7	2647,1	2613,3	1528,8	1465,9	1466,4	553,2	424,9	2596,4	1234,2	
Tensión MCHG (pu)	Va (pu)	0,799	0,817	0,817	0,902	0,906	0,906	0,967	0,976	0,817	0,794	
	Vb (pu)	0,714	0,735	0,735	0,838	0,845	0,845	0,941	0,954	0,735	0,734	
	Vc (pu)	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1,001	1	1	1,001	1,001	
I MCHG (A)	Ia (A)	3887,5	3573,6	3566,9	2086,5	2000,7	2001,3	754,9	579,8	3569,6	3704	
	Ib (A)	3886,6	3573,3	3566,7	2086,3	2000,5	2001,1	754,7	579,5	3569,3	3704	
	Ic (A)	21,5	20,1	20,2	11,7	11,2	11,2	4	3	20,2	21,5	
I Neutro (A)	In (A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
En la MCHG	IG (Sec 0)	I0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		angulo	-54,13	-53,36	-53,46	-47,35	-46,1	-46,43	-42,17	-40,92	-53,42	-57,81
	IG (Sec -)	I-	2233,43	2053,02	2049,19	1198,73	1149,45	1149,78	433,75	333,15	2050,72	2127,73
		angulo	-47,94	-47,05	-47,05	-40,61	-40,24	-40,2	-34,92	-32,73	-47,1	-51,02
	VG (Sec 0)	V0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		angulo	35,61	36,57	36,37	42,55	44,39	43,48	48,98	48,98	36,55	32,49
	VG (Sec -)	V-	49,4	45,41	45,32	26,51	25,42	25,43	9,59	7,37	45,36	47,06
		angulo	42,06	42,95	42,95	49,39	49,76	49,8	55,08	57,27	42,9	38,98

Tabla B.14 Cortocircuitos monofásicos en el Alimentador # 1523 en modo de contingencia de operación #2.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Parámetros			TRIFÁSICO									
			Cabecera	31622_MTA	30324_MTA	10703_MT A	58399_MTA	58394_MTA	14839_MTA	54847_MTA	49338_MT A	CONEXIÓ N
Tensión FALLA (pu)	Va (pu)	0	0,002	0,002	0,003	0,003	0,003	0,005	0,005	0,002	0,002	
	Vb (pu)	0	0,002	0,002	0,003	0,003	0,003	0,005	0,005	0,002	0,002	
	Vc (pu)	0	0,002	0,002	0,003	0,003	0,003	0,005	0,005	0,002	0,002	
I de falla (A)	Ia (A)	4815,5	3564,4	3535,1	2346,8	2267,6	2268,1	958,7	745,5	3520,1	2202	
	Ib (A)	4815,3	3562,9	3533,6	2343,2	2263,9	2264,4	955,3	742,4	3518,6	2197,2	
	Ic (A)	4815,4	3574	3544,8	2357,1	2277,7	2278,2	964	749,1	3529,9	2208,5	
I Neutro (A)	In (A)	0,3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Tensión S/E # 15 (pu)	Va (pu)	0	0,319	0,325	0,566	0,582	0,582	0,829	0,87	0,329	0,623	
	Vb (pu)	0	0,32	0,326	0,568	0,583	0,584	0,83	0,872	0,33	0,625	
	Vc (pu)	0	0,318	0,324	0,565	0,581	0,581	0,829	0,87	0,328	0,623	
I S/E # 15 (A)	Ia (A)	4815,5	3415,4	3386,2	2247,9	2172,1	2172,6	918,3	714,1	3371,1	2053,4	
	Ib (A)	4815,3	3414,9	3385,7	2245,1	2169,1	2169,6	915,3	711,3	3370,6	2050,6	
	Ic (A)	4815,4	3425,6	3396,6	2258,5	2182,4	2182,9	923,6	717,7	3381,5	2061,3	
I Neutro (A)	In (A)	0,3	2,4	2,4	1,6	1,5	1,5	0,6	0,5	2,4	4,1	
Tensión MCHG (pu)	Va (pu)	0,499	0,492	0,492	0,675	0,687	0,687	0,873	0,904	0,491	0,475	
	Vb(pu)	0,5	0,493	0,493	0,677	0,689	0,689	0,874	0,905	0,492	0,476	
	Vc (pu)	0,498	0,491	0,491	0,676	0,688	0,688	0,874	0,905	0,491	0,474	
I MCHG (A)	Ia (A)	6716,9	6802,7	6799,9	4520,6	4368,4	4369,3	1849,2	1437,6	6806,5	6986,2	
	Ib (A)	6712,4	6799,1	6796,2	4505,9	4353,4	4354,3	1837,5	1428,6	6802,9	6984,5	
	Ic (A)	6731,4	6817,8	6814,9	4525,6	4372,8	4373,7	1847,6	1435,5	6821,6	7002,8	
I Neutro (A)	In (A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
En la MCHG	IG (Sec 0)	I0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
		angulo	-112,47	-112,82	-112,81	-105,71	-105,36	-105,41	-97,98	-95,02	-112,83	-113,78
	IG (Sec -)	I-	11,48	11,45	11,45	11,85	11,77	11,72	7,33	5,47	11,45	11,66
		angulo	145,96	143,01	143,06	-174,67	-172,64	-172,53	-145,62	-136,63	142,88	136,43
	VG (Sec 0)	V0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
		angulo	-22,54	-22,79	-22,8	-15,88	-15,39	-15,37	-8,27	-5,15	-22,83	-23,81
	VG (Sec -)	V-	0,25	0,25	0,25	0,26	0,26	0,26	0,16	0,12	0,25	0,26
		angulo	-124,04	-126,99	-126,94	-84,67	-82,64	-82,53	-55,62	-46,63	-127,12	-133,57

Tabla B.15 Cortocircuitos en el Alimentador # 1523 en modo de contingencia de operación #2.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Parámetros		MONOFÁSICO								
		Cabecera	31622_MT A	14804_MT A	14807_MTA	58394_MT A	14839_MT A	54847_MT A	14805_MT A	CONEXIÓN
Tensión FALLA (pu)	Va (pu)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Vb (pu)	1,02	1,036	1,067	1,075	1,172	1,202	1,211	1,069	1,073
	Vc (pu)	0,993	1,054	1,038	1,044	1,103	1,134	1,135	1,033	1,01
I de FALLA (A)	Ia (A)	4753,7	3254,6	2355,9	2215,2	992,4	518,7	421,4	2289,4	2027,5
	Ib (A)	0,2	0	0	0	0	0	0	0	0
	Ic (A)	0,2	0	0	0	0	0	0	0	0
I Neutro (A)	In (A)	4753,9	3254,6	2355,9	2215,2	992,4	518,7	421,4	2289,4	2027,5
Tensión S/E # 15 (pu)	Va (pu)	0	0,403	0,612	0,638	0,846	0,918	0,934	0,627	0,684
	Vb (pu)	1,02	0,99	0,98	0,98	0,989	0,994	0,995	0,979	0,975
	Vc (pu)	0,993	0,985	0,984	0,985	0,996	0,998	0,998	0,984	0,984
I S/E # 15 (A)	Ia (A)	4753,7	2962,1	2025,6	1902,6	852,3	445,5	361,8	1955,1	1672,2
	Ib (A)	0,2	157,6	198	187,6	83,9	43,8	35,5	202	221,3
	Ic (A)	0,2	157,8	198,2	187,8	84,1	44	35,7	202,2	221,5
I Neutro (A)	In (A)	4753,9	2647,1	1631,1	1528,8	685	358,1	290,9	1553,1	1234,2
Tensión MCHG (pu)	Va (pu)	0,799	0,817	0,806	0,819	0,928	0,961	0,969	0,804	0,794
	Vb(pu)	0,714	0,735	0,739	0,751	0,882	0,938	0,95	0,739	0,734
	Vc (pu)	1,001	1,001	1,001	1,001	1	1	1	1,001	1,001
I MCHG (A)	Ia (A)	3887,5	3573,6	3582,4	3385,9	1516,8	792,8	643,9	3597,9	3703,9
	Ib (A)	3886,6	3573,3	3582,3	3385,7	1516,5	792,5	643,7	3597,8	3703,9
	Ic (A)	21,5	20,1	20,5	19,4	8,5	4,2	3,4	20,7	21,4
I Neutro (A)	In (A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
En la MCHG	IG (Sec 0)	IO ángulo	0 -54,13	0 -53,33	0 -55,85	0 -55,22	0 -45,35	0 -47,01	0 -45,78	0 -56,18
	IG (Sec -)	I- ángulo	2233,43 -47,94	2053,05 -47,05	2058 -49,45	1945,09 -48,53	871,39 -39,98	455,52 -40,5	370,01 -39,44	2066,86 -49,76
	VG (Sec 0)	V0 ángulo	0 35,61	0 36,59	0 33,74	0 35,01	0 43,5	0 42,44	0 44,01	0 33,72
	VG (Sec -)	V- ángulo	49,4 42,06	45,41 42,95	45,52 40,55	43,02 41,47	19,27 50,02	10,08 49,5	8,18 50,56	45,72 40,24

Tabla B.16 Cortocircuitos en el Alimentador # 1523 en modo de contingencia de operación #3.



Parámetros		TRIFÁSICO								
		Cabecera	31622_MT A	14804_MT A	14807_MT A	58394_MT A	14839_MT A	54847_MTA	14805_MT A	CONEXIÓN
Tensión FALLA (pu)	Va (pu)	0	0,002	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,002	0,002
	Vb (pu)	0	0,002	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,002	0,002
	Vc (pu)	0	0,002	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005	0,002	0,002
I de FALLA (A)	Ia (A)	4815,5	3564,4	2615,6	2494,8	1300,3	724,7	594,4	2535,5	2202
	Ib (A)	4815,3	3562,9	2611,1	2490,1	1295,4	721,5	591,6	2530,9	2197,1
	Ic (A)	4815,4	3574	2623	2501,9	1302,8	727,4	596,4	2542,6	2208,5
I Neutro (A)	In (A)	0,3	0	0	0	0	0	0	0	0
Tensión S/E # 15 (pu)	Va (pu)	0	0,319	0,538	0,564	0,791	0,88	0,903	0,556	0,623
	Vb (pu)	0	0,32	0,54	0,565	0,792	0,881	0,904	0,558	0,625
	Vc (pu)	0	0,318	0,538	0,564	0,791	0,88	0,903	0,556	0,623
I S/E # 15 (A)	Ia (A)	4815,5	3415,4	2466,8	2352,2	1226	683,3	560,4	2386,8	2053,4
	Ib (A)	4815,3	3414,9	2464,1	2349,2	1222,1	680,7	558,1	2384	2050,6
	Ic (A)	4815,4	3425,6	2475,3	2360,3	1229,1	686,2	562,6	2395,1	2061,3
I Neutro (A)	In (A)	0,3	2,4	3,5	3,4	1,8	1	0,8	3,6	4,1
Tensión MCHG (pu)	Va (pu)	0,499	0,492	0,482	0,506	0,759	0,863	0,889	0,481	0,475
	Vb(pu)	0,5	0,493	0,483	0,507	0,76	0,864	0,89	0,481	0,476
	Vc (pu)	0,498	0,491	0,481	0,505	0,76	0,864	0,889	0,48	0,474
I MCHG (A)	Ia (A)	6716,9	6802,7	6909,5	6624,8	3452,9	1927	1580,3	6922	6986,2
	Ib (A)	6712,4	6799,1	6906,9	6621,3	3447,9	1919,7	1574,1	6919,5	6984,5
	Ic (A)	6731,4	6817,8	6925,4	6639	3453,9	1926,3	1579,3	6938	7002,8
I Neutro (A)	In (A)	0	0	0	0	0	0	0	0	0
En la MCHG	IG (Sec 0)	I0	0	0	0	0	0	0	0	0
		angulo	-112,47	-112,82	-113,39	-112,37	-101,58	-101,82	-100,62	-113,51
	IG (Sec -)	I-	11,48	11,45	11,59	10,83	3,72	4,67	3,8	11,61
		angulo	145,96	143,01	139,2	143,63	-164,69	-151,51	-146,07	138,75
	VG (Sec 0)	V0	0	0	0	0	0	0	0	0
		angulo	-22,54	-22,79	-23,37	-22,39	-11,64	-12	-10,69	-23,47
	VG (Sec -)	V-	0,25	0,25	0,26	0,24	0,08	0,1	0,08	0,26
		angulo	-124,04	-126,99	-130,8	-126,37	-74,69	-61,51	-56,07	-131,25

Tabla B.17 Cortocircuitos en el Alimentador # 1523 en modo de contingencia de operación #3



ANEXO C

C. CALIBRACIÓN DE LAS PROTECCIONES DE LA MINICENTRAL GUALACEO

C.1. PROTECCIONES DEL GENERADOR, ACTIVACIÓN Y CALIBRACIÓN DE LAS FUNCIONES DEL RELÉ MICOM P345

El generador eléctrico cuenta con el mayor número de funciones de protección a ser activadas, debido a que debe ser protegido tanto para fallas internas como para condiciones anormales de operación y perturbaciones en la red.

Las funciones seleccionadas en el diseño del esquema de protección del generador, mediante el análisis y los cálculos obtenidos en el capítulo 6 son las siguientes:

C.1.1. PROTECCIÓN DIFERENCIAL (87G) DEL GENERADOR

la calibración del relé y activación de la función de protección diferencial del generador (87G) se muestra a continuación en la tabla de ajuste:

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
GEN DIF				
Gen Dif Función	Restringida	Desactivado, Impedancia, Entre Espiras	Restringida, Alta	No Aplica
Ajuste para la selección de la función del elemento de protección diferencial.				
Gen Dif Is1	0,15 In A	0,05 In A	0,5 In A	0,01 In A
Corriente mínima de funcionamiento de la característica de restricción de baja impedancia. Además, el ajuste del arranque de la protección diferencial de alta impedancia.				
Gen Dif K1	0 %	0 %	20%	5%
Ajuste del ángulo de la pendiente, para la primera pendiente de la característica de restricción baja impedancia.				
Gen Dif Is2	3,6 In A	1,0 In A	5,0 In A	0,1 In A
El umbral de funcionamiento de la corriente de restricción para las características de baja impedancia de la segunda pendiente.				
Gen Dif K2	150 %	20%	150%	10%
Ajuste del ángulo de la pendiente, para la segunda pendiente de la característica de restricción de baja impedancia.				

Tabla C.1 Ajuste de la función (87G), protección diferencial del generador.

C.1.2. PROTECCIÓN DE DESPLAZAMIENTO DE TENSIÓN DE NEUTRO (59N)

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
SOBREV RESID DVN				
VN>1 Estado	Activado	Activado o Desactivado		
Activa o desactiva el umbral de disparo VN>1.				
Entrada VN>1	Derivado	No Aplica		
VN>1 utiliza tensión de neutro derivada de la entrada de tensión trifásica (VN = VA+VB+VC).				
VN>1 Función	DT	Desactivado, DT, IDMT		
Ajuste de la característica de disparo del primer umbral del elemento de sobretensión residual.				
VN>1 Ajuste	5V (Vn=100/120V)	1V (Vn=100/120V)	80V (Vn=100/120V)	1V (Vn=100/120V)
Ajuste del arranque del primer umbral de la característica de sobretensión residual.				



VN>1 Temporiz.	5 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de tiempo definido de sobretensión residual.				
VN>1 TMS	1	0,5	100	0,5
Ajuste la configuración del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento de la característica IDMT. La característica se define como sigue: t = K / (M-1) donde: K = Ajuste multiplicador de tiempo t = Duración de funcionamiento en segundos M = Tensión residual derivada/tensión del ajuste del relé (VN>Ajuste)				
VN>1 tREPOSICI	0 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste del tiempo definido de reposición/liberación de la característica del primer umbral.				
VN>2 Estado	Desactivado	Activado o Desactivado		
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de sobretensión residual.				
Entrada VN>2	Derivado	No Aplica		
VN>2 utiliza tensión de neutro derivada de la entrada de tensión trifásica (VN = VA+VB+VC).				
VN>2 Función	DT	Desactivado, DT, IDMT		
Ajuste de la característica de disparo del segundo umbral del elemento de sobretensión residual.				
VN>2 Ajuste	5V (Vn=100/120V)	1V (Vn=100/120V)	80V (Vn=100/120V)	1V (Vn=100/120V)
Ajuste del arranque del segundo umbral de la característica de sobretensión residual.				
VN>2Temporiz	10 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de tiempo definido de sobretensión residual.				
VN>2 TMS	1	0,5	100	0,5
Configuración del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento de la característica IDMT. La característica se define según lo dicho anteriormente.				
VN>2 tREPOSICI	0 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste del tiempo definido de reposición/liberación de la característica del segundo umbral.				
VN>3 Estado	Desactivado	Activado o Desactivado		
Activa o desactiva el tercer umbral del elemento de sobretensión residual.				
Entrada VN>3	VN1	No Aplica		
VN>3 utiliza tensión de neutro medida de la entrada Vneutro/VN1.				
Celdas VN>3 igual a las VN>1 anteriores				
VN>4 Estado	Desactivado	Activado o Desactivado		
Activa o desactiva el cuarto umbral del elemento de sobretensión residual.				
Entrada VN>4	VN1	No Aplica		
VN>4 utiliza tensión de neutro medida de la entrada Vneutro/VN1.				
Celdas VN>4 igual a las VN>2 anteriores				
VN>5 Estado	Desactivado	Activado o Desactivado		
Activa o desactiva el quinto umbral del elemento de sobretensión residual.				
Entrada VN>5	VN2	No Aplica		
VN>5 utiliza tensión de neutro medida de la entrada VN2.				
Celdas VN>5 igual a las VN>1 anteriores				
VN>6 Estado	Desactivado	Activado o Desactivado		
Activa o desactiva el sexto umbral del elemento de sobretensión residual.				
Entrada VN>6	VN1	No Aplica		
VN>6 utiliza tensión de neutro medida de la entrada VN2.				
Celdas VN> 6igual a las VN>2 anteriores				

Tabla C.2 Ajuste de la función (59N), protección de desplazamiento de tensión de neutro.

**C.1.3. PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA EN EL ESTATOR (27TH) 100%**

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
100% ESTATOR FT				
Armónico VN 3	Activado	Desactivado, VN3H<Activado, VN3H> Activado		
Modo de funcionamiento de la protección de falta a tierra del 100% del estator por 3er armónico, fijando: Desactivado, o Mínima tensión 3er armónico (VN3H<) o Sobretensión 3er armónico (VN3H>). (P343,4,5 solamente).				
100% st FT VN3H<	0,5 V	0.3V (Vn=100/120V) 1.2V (Vn=380/480V)	20V (Vn=100/120V) 80V (Vn=380/480V)	0.1V (Vn=100/120V) 0.4V (Vn=380/480V)
Ajuste del arranque del elemento de protección de mínima tensión de 3er armónico.				
VN3H< Temp.	5 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento de la protección de mínima tensión de 3er armónico.				
V<Inhibir Ajust		30V (Vn=100/120V) 120V (Vn=380/480V)	120V (Vn=100/120V) 480V (Vn=380/480V)	1V (Vn=100/120V) 4V (Vn=380/480V)
Ajuste del arranque de la inhibición de mínima tensión de la protección de falta a tierra del 100% del estator por 3er armónico.				
P<Inhibir		Activado, Desactivado		
Activa o desactiva la inhibición de potencia (W) de la protección de falta a tierra del 100% del estator del 3er armónico.				
P<Inhibir Ajust		4 x In W (Vn=100/120V) 16 x In W (Vn=380/480V)	200 x In W (Vn=100/120V) 800 x In W (Vn=380/480V)	0.5 x In W (Vn=100/120V) 2 x In W (Vn=380/480V)
Ajuste del arranque de la inhibición de potencia (W) de la protección de falta a tierra del 100% del estator por 3er armónico.				
Q<Inhibir		Activado, Desactivado		
Activa o desactiva la inhibición de potencia reactiva (VAr) de la protección de falta a tierra del 100% del estator por 3er armónico.				
Q<Inhibir Ajust		4 x In W (Vn=100/120V) 16 x In W (Vn=380/480V)	200 x In W (Vn=100/120V) 800 x In W (Vn=380/480V)	0.5 x In W (Vn=100/120V) 2 x In W (Vn=380/480V)
Ajuste del arranque de la inhibición de potencia reactiva (VAr) de la protección de falta a tierra del 100% del estator por 3er armónico.				
S<Inhibir		Activado, Desactivado		
Activa o desactiva la inhibición de potencia aparente (VA) de la protección de falta a tierra del 100% del estator por 3er armónico.				
S<Inhibir Ajust		4 x In W (Vn=100/120V) 16 x In W (Vn=380/480V)	200 x In W (Vn=100/120V) 800 x In W (Vn=380/480V)	0.5 x In W (Vn=100/120V) 2 x In W (Vn=380/480V)
Ajuste del arranque de la inhibición de potencia aparente (VA) de la protección de falta a tierra del 100% del estator por 3er armónico.				

Tabla C.3 Ajuste de la función (27TH), protección del 100% de falla a tierra del estator.**C.1.4. PROTECCIÓN DE FALLA A TIERRA DEL ROTOR (64R)**

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
EROTOR FT				
Injection Freq	1 Hz	0,25 Hz, 0,5 Hz, 1 Hz		
Frecuencia de inyección. Debe ser igual a la frecuencia de inyección fijada en el P391.				
CL I/P Select	CL1	Lazo corriente CL1, CL2, CL3, CL4		



Lazo de corriente usado por la protección de falla a tierra del rotor.				
64R R<1 Alarma	Activado	Activado, Desactivado		
Activa o desactiva el primer umbral del elemento de mínima resistencia.				
64R R<1 AjustAlm	40.000 Ω	1.000 Ω	80.000 Ω	1 Ω
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima resistencia.				
64R R<1 TempoAlm	10 s	0 s	600 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de mínima resistencia.				
64R R<2 Disp	Activado	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de disparo de mínima resistencia.				
64R R<2 AjustDisp	5.000 Ω	1.000 Ω	80.000 Ω	1 Ω
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de mínima resistencia.				
64S R<1 TmpoDisp	1 s	0 s	600 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de disparo de mínima resistencia.				
R Compensation	---	-1.000 Ω	1.000 Ω	1 Ω
Ajuste de la compensación de resistencia.				

Tabla C.4 Ajuste de la función (64R), protección de falla a tierra del rotor.

C.1.5. PROTECCIÓN DE POTENCIA INVERSA (32)

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
POTENCIA				
Modo funcnm	Como Generador	Como Generador, Como Motor		
Modo de funcionamiento de la protección de potencia fijando la dirección hacia delante/inversa – ‘Como Generador’ – potencia en dirección hacia la barra colectora, ‘Como Motor’ = potencia en dirección hacia la máquina. Supone que las conexiones de TI son como en los diagramas de conexión estándar.				
Poten1 Función	Inversa	Desactivada, Inversa, Baja hacia delante, Sobrepotencia		
Primer umbral del modo de funcionamiento de la función de potencia.				
-P>1 Ajuste	4,14 In W	1 In W (Vn=100/120V)	300 In W (Vn=100/120V)	0,2 In W (Vn=100/120V)
Ajuste de arranque del primer umbral del elemento de protección de potencia inversa.				
Pot.1 Tempo	5 s	0 s	100 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral de protección de potencia.				
Poten1 Temp DO	0 s	0 s	10 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de reposición del primer umbral de protección de potencia.				

Tabla C.5 Ajuste de la función (32), protección de potencia inversa.

C.1.6. PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE CAMPO (40)

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
FALLO CAMPO				
FCamp Alm Estado	Activado	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva la función de Alarma de Falla de Campo.				
FCamp Alm Ang	18º	15º	75º	1º
Ajuste de arranque del ángulo de alarma de falla de campo (ángulo del factor de potencia adelantado).				
FCamp Alm Tempo	1 s	0 s	100 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento de la alarma de falla de campo.				
FCamp1 Estado	Activado	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva el primer umbral de la función de protección de falla de campo.				
FCamp1 – Xa1	2,35/In Ω	0/In Ω (Vn=100/120V)	40/In Ω (Vn=100/120V)	0,5/In Ω (Vn=100/120V)
Ajuste del desplazamiento ('offset') de la reactancia negativa del primer umbral de protección de impedancia de falla de campo.				
FCamp1 Xb1	38,7/In Ω	25/In Ω (Vn=100/120V)	325/In Ω (Vn=100/120V)	1/In Ω (Vn=100/120V)



Ajuste del diámetro de la característica circular de impedancia del primer umbral de protección de falla de campo.				
FCamp1 Temporiz.	0,1 s	0 s	100 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral de protección de falla de campo.				
FCamp1 Temp DO	0 s	0 s	10 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de reposición del primer umbral de protección de falla de campo.				
FCamp2 Estado	Activado	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva el segundo umbral de la función de protección de falla de campo				
FCamp2 - Xa2	2,35/In Ω	0/In Ω (Vn=100/120V)	40/In Ω (Vn=100/120V)	0,5/In Ω (Vn=100/120V)
Ajuste del desplazamiento ('offset') de la reactancia negativa del segundo umbral de protección de impedancia de falla de campo.				
FCamp2 Xb2	21,15/In Ω	25/In Ω (Vn=100/120V)	325/In Ω (Vn=100/120V)	1/In Ω (Vn=100/120V)
Ajuste del diámetro de la característica circular de impedancia del segundo umbral de protección de falla de campo.				
FCamp2 Temporiz.	0,6 s	0 s	100 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral de protección de falla de campo.				
FCamp2 Temp DO	0 s	0 s	10 s	0,1 s
Ajuste de la temporización de reposición del segundo umbral de protección de falla de campo.				

Tabla C.6 Ajuste de la función (40), protección de pérdida de campo.

C.1.7. PROTECCIÓN DE SOBREENCITACIÓN (24)

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
VOLTIOS/HZ				
V/Hz Edo Alarm	Activado	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva el elemento de alarma de V/Hz.				
V/Hz alarm Ajust	2,02 V/Hz	1.5 V/Hz (Vn=100/120V) 6 V/Hz (Vn=380/480V)	3.5 V/Hz (Vn=100/120V) 14 V/Hz (Vn=380/480V)	0.01 V/Hz (Vn=100/120V) 0.04 V/Hz (Vn=380/480V)
Ajuste del arranque del elemento de alarma V/Hz.				
V/Hz alarm Tempo	60 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de alarma V/Hz.				
V/Hz>1 Estado	Activado	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva el primer umbral del elemento de disparo V/Hz.				
V/Hz>1 Func Disp.	DT	DT, IDMT		
Ajuste de la característica de disparo del primer umbral del elemento de disparo V/Hz.				
V/Hz>1 AjustDisp	2,16 V/Hz	1.5 V/Hz (Vn=100/120V) 6 V/Hz (Vn=380/480V)	3.5 V/Hz (Vn=100/120V) 14 V/Hz (Vn=380/480V)	0.01 V/Hz (Vn=100/120V) 0.04 V/Hz (Vn=380/480V)
Ajuste de arranque del primer umbral del elemento de disparo V/Hz.				
V/Hz>1 TempoDisp	6 s	0 s	600 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de disparo V/Hz.				

Tabla C.7 Ajuste de la función (24), protección de sobreexcitación.

C.1.8. PROTECCIÓN TÉRMICA DE SECUENCIA INVERSA (46T)

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
NPS Térmico				
I2térm>1 Alarma	Activado	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva la función de Alarma Térmica de secuencia de fase inversa (NPS).				
I2térm>1 Ajuste	0,13 In A	0,03 In A	0,5 In A	0,01 In A
Ajuste de arranque de la alarma NPS (secuencia de fase inversa).				
I2térm>1 Tempo	20 s	2 s	60 s	0.1 s



Temporización de funcionamiento de la alarma térmica NPS.				
I2tér>2 Disparo	Activado	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva la función de Disparo Térmico NPS.				
I2tér>2 Ajuste	0,18 In	0,05 In	0,5 In	0,01 In
Ajuste de arranque del disparo NPS (secuencia de fase inversa).				
I2tér>2 k	7,24	2	40	0,1
Ajuste de la constante de capacidad térmica de la característica térmica NPS.				
I2tér>2 k Rein.	7,24	2	40	0,1
Reinicialización (enfriamiento) del ajuste de la constante de capacidad térmica de la característica térmica NPS.				
I2tér>2 tMAX	1.000 s	500 s	2.000 s	10 s
Ajuste del tiempo máximo de funcionamiento de la característica térmica NPS.				
I2tér>2 tMIN	0,25 s	0,25 s	40 s	0,25 s
Ajuste del tiempo mínimo de funcionamiento de la característica térmica NPS.				

Tabla C.8 Ajuste de la función (46T), protección térmica de secuencia inversa.

C.1.9. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DE SECUENCIA INVERSA (46OC)

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
SOBREINT SEC NEG				
I2>1 Estado	Activado	Desactivado, Activado		
Activa o desactiva el primer umbral de protección de sobrecorriente de secuencia de fase inversa.				
I2>1 Direccion	No direccional	No direccional, Direc a adelante, Direc a atras		
Dirección del elemento de sobre corriente de secuencia de fase inversa.				
I2>1 Ajuste	0,2 In	0,08 In	4 In	0,01 In
Ajuste del arranque del primer umbral de protección de sobre corriente de secuencia de fase inversa.				
I2>1 Temporiz.	10	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral de protección de sobrecorriente de secuencia de fase inversa.				
Celdas I2>2 igual que para I2>1, arriba				
Celdas I2>3 igual que para I2>1, arriba				
Celdas I2>4 igual que para I2>1, arriba				
I2> VTS Blqeo	1111	Bit 0 = VTS blqeo I2>1 Bit 1 = VTS blqeo I2>2 Bit 2 = VTS blqeo I2>3 Bit 3 = VTS blqeo I2>4		
Ajustes lógicos que determinan si la supervisión TT (VTS) bloquea los umbrales de sobrecorriente de secuencia de fase inversa seleccionados. Con el bit apropiado, configurado en 1, el funcionamiento de la supervisión de los transformadores de tensión (STT) bloquea el umbral. Cuando el bit se pone en 0, este nivel retorna al modo no direccional por acción de la supervisión STT.				
I2> V2pol Ajuste	5V	0,5V (Vn=100/120V)	25V (Vn=100/120V)	0,5V (Vn=100/120V)
Mínima cantidad de polarización de tensión de secuencia de fase inversa para la decisión direccional.				
I2> Angulo Carac	-45°	-95°	+95°	1°
Ajuste del ángulo característico del relé utilizado para la decisión direccional.				

Tabla C.9 Ajuste de la función (46OC), protección de sobrecorriente de secuencia inversa.

C.1.10. PROTECCIÓN DE SOBRECARGA TÉRMICA (49)

Configuración de las etiquetas de la protección.

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
ETIQUETAS RTD				



RTD#1	RTD#1	Texto de 16 caracteres
Texto de la etiqueta que describe el RTD 1. Este texto aparece visible en el menú 'Mediciones 3' y en los registros de fallas de la descripción de los RTD.		
RTD#1 a #10	RTD#2 a #10	Texto de 16 caracteres
Texto de la etiqueta que describe cada RTD. Este texto aparece visible en el menú 'Mediciones 3' y en los registros de fallas de la descripción de los RTD.		

Tabla C.10 Ajuste de las etiquetas de la función (49), protección de sobrecarga térmica.

Cuando el valor de la señal que se toma de los RTD está fuera del rango permitido, se emite una alarma que indica que se ha producido un circuito abierto o un cortocircuito en alguna entrada del RTD.

A continuación en la tabla se muestran los valores de ajuste para la protección de sobrecarga térmica mediante RTD.

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
PROTECCIÓN RTD				
Selecc RTD	0111111111	Bit 0 – Selecc RTD 1 Bit 1 – Selecc RTD 2 Bit 2 – Selecc RTD 3 Bit 3 – Selecc RTD 4 Bit 4 – Selecc RTD 5 Bit 5 – Selecc RTD 6 Bit 6 – Selecc RTD 7 Bit 7 – Selecc RTD 8 Bit 8 – Selecc RTD 9 Bit 9 – Selecc RTD 10		
Ajuste de 10 bits para activar o desactivar los 10 RTDs. Para cada bit 1=Activado, 0=Desactivado.				
RTD 1 – 6 alm Ajust	125°C	0°C	200°C	1°C
Ajuste de la temperatura del elemento de alarma del RTD1.				
RTD 1 – 6 alm Tmp	10 s	0 s	100 s	1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de alarma del RTD1.				
RTD 1 – 6 disp Ajus	145°C	0°C	200°C	1°C
Ajuste de la temperatura del elemento de disparo del RTD1.				
RTD 1 – 6 disp Tmp	1 s	0 s	100 s	1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de disparo del RTD1 al RTD6.				
RTD 7 – 9 alm Ajust	85°C	0°C	200°C	1°C
Ajuste de la temperatura del elemento de alarma del RTD1.				
RTD 7 – 9 alm Tmp	10 s	0 s	100 s	1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de alarma del RTD1.				
RTD 7 – 9 disp Ajus	95°C	0°C	200°C	1°C
Ajuste de la temperatura del elemento de disparo del RTD1.				
RTD 7 – 9 disp Tmp	1 s	0 s	100 s	1 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del elemento de disparo del RTD7 al RTD9.				

Tabla C.11 Ajuste de la función (49), protección de sobrecarga térmica mediante RTD.

C.1.11. PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEPENDIENTE DE LA TENSIÓN (51V)

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
RESPALDO DEL SISTEMA 51V				
Función Respaldo	Tensión Restringida	Desactivado, Tensión Controlada, Tensión Restringida, Mínima Impedancia		
Función de operación de la protección de respaldo de la red (sistema).				
Rotación vector	Triángulo-Estrella	Ninguno, Triángulo-Estrella		



Selección de la corrección del vector de tensión Triángulo-Estrella, activado cuando hay un transformador elevador triángulo-estrella para mejorar la sensibilidad ante faltas de fase de AT.				
SI dep V Car	IEEE M Inverse	DT, IEC S Inverse, IEC V Inverse, IEC E Inverse, UK LT Inverse, UK Rectifier, RI, IEEE M Inverse, IEEE V Inverse, IEEE E Inverse, US Inverse, US ST Inverse		
Selección de la característica de disparo para la protección de sobrecorriente dependiente de la tensión.				
SI dep V I> Ajus	4,51	0,8 x In A	4 x In A	0,01 x In A
Ajuste de arranque para el disparo de sobrecorriente controlada y restringida por la tensión.				
SI dep V T Dial	0,4	0,01	100	0,01
Ajuste del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento de las curvas IEEE/US IDMT.				
SI dep V V<1	63 V	5V (Vn=100/120V)	120V (Vn=100/120V)	1V (Vn=100/120V)
Ajuste de mínima tensión de la característica de sobrecorriente controlada y restringida por la tensión.				
SI dep V V<2	33 V	5V (Vn=100/120V)	120V (Vn=100/120V)	1V (Vn=100/120V)
Ajuste de mínima tensión de la característica de sobrecorriente restringida por la tensión.				
SI dep V k Ajus	0,13	0,1	1	0,05s
Factor de multiplicación para la protección de sobrecorriente controlada y restringida por la tensión, el ajuste de arranque es "SI dep V I> Ajus" x "SI dep V k Ajus" según el nivel de la tensión.				

Tabla C.12 Ajuste de la función (51V), protección de sobrecorriente dependiente de la tensión.

C.1.12. PROTECCIÓN DE FALLO DE INTERRUPTOR (50BF)

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
FALLO INT Y I<				
FALLO INTERRUPT				
FalloInt 1 Estad	Activado	Activado o Desactivado		
Activa o desactiva el primer umbral de la función de fallo de interruptor.				
FalloInt 1 Tempo	0,19 s	0 s	10 s	0,01 s
Ajuste del temporizador del umbral 1 de fallo interruptor para el cual la condición de inicio debe ser válida.				
FalloInt 2 Estad	Desactivado	Activado o Desactivado		
Activa o desactiva el segundo umbral de la función de fallo de interruptor.				
FalloInt 2 Tempo	-	0 s	10 s	0,01 s
Ajuste del temporizador del umbral 2 de fallo interruptor para el cual la condición de inicio debe ser válida.				
Rein fal dsy n/I	Int abierto y I<	I< Únicamente, Int abierto y I<, Reset Prot y I<		
Ajuste que determina los elementos que han de reponer el tiempo de fallo interruptor, para las condiciones de fallo interruptor iniciadas por las funciones de protección no basadas en la corriente (p.ej. tensión, frecuencia)				
Rein ext fal dsy	Int abierto y I<	I< Únicamente, Int abierto y I<, Reset Prot y I<		
Ajuste que determina los elementos que han de reponer el tiempo de fallo interruptor, para las condiciones de fallo interruptor iniciadas por la función de protección externa.				
BAJA CORRIENTE	Subencabezamiento			
I< Ajust Intensi	0,038 In	0,02 In	3,2 In	0,01 In
Ajuste de mínima corriente de falla de fase de fallo interruptor. Este elemento de mínima corriente se usa para reponer la función fallo INT iniciada desde la protección interna o externa (señales “Cualquier Dispar” y “Disparo 3pol Ext”).				
IN<Ajust Intensi	-	0,02 In	3,2 In	0,01 In
Ajuste de mínima corriente de falla a tierra de fallo interruptor. Este elemento de mínima corriente se usa para reponer la función fallo INT iniciada desde la protección interna o externa (señales “Cualquier Dispar” y “Disparo 3pol Ext”).				
ISEF< Corriente	-	0,001 In	0,8 In	0,0005 In
Ajuste de mínima corriente de falla a tierra sensible de fallo interruptor. Este elemento de mínima corriente se usa para reponer la función fallo INT iniciada desde la protección de falla a tierra sensible.				
O/C BLOQUEADA	Subencabezamiento			
I< CT Source	IA-1, IB-1, IC-1	IA-1, IB-1, IC-1 / IA-2, IB-2, IC-2		
Este ajuste se utiliza para seleccionar las entradas de corriente trifásicas usadas por los elementos de mínima corriente de fallo INT en el P345 – entradas TI lado neutro o terminal.				

Tabla C.13 Ajuste de la función (50BF), protección de fallo de interruptor.



C.2. PROTECCIONES DE LA LÍNEA DE TRANSPORTE Y PUNTO DE ACOPLAMIENTO, ACTIVACIÓN Y CALIBRACIÓN DE LAS FUNCIONES DEL RELÉ MICOM P142

Las funciones seleccionadas en el diseño del esquema de protección de la línea, mediante el análisis y los cálculos obtenidos en el capítulo 6 son las siguientes:

C.2.1. CALIBRACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE DE FASE (50/51/67)

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
I>1 Función	ANSI Moder. Inversa	Desactivado, DT, CEI Estándar Inversa, CEI Muy Inversa, CEI Extrem Inversa, UK Inversa Tiempo Largo, UK Rectificador, RI, IEEE Moder. Inversa, IEEE Muy Inversa, IEEE Extrem. Inversa, US Inversa, US Inversa Tiempo Corto		
Ajuste de la característica de disparo del primer umbral del elemento de sobrecorriente.				
I>1 Dirección	No direccional	No direccional, Direc a adelante, Direc a atrás		
Este ajuste determina la dirección de medida para el primer umbral del elemento.				
I>1 Ajust	1,05 x In	0,08 x In	4,0 x In	0,01 x In
Ajuste de arranque del primer umbral del elemento de sobrecorriente				
I>1 Time Dial	0,01	0.01	100	0.01
Ajuste de la configuración del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento de las curvas IEEE/US IDMT.				
I>1 k (RI)	1	0.1	10	0.05
Ajuste del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento para la curva RI.				
I>1 DT Adicional	0	0	100	0.01
Ajuste para añadir una temporización adicional fija a la característica del tiempo de funcionamiento IDMT.				
I>1 Repon Caract	DT	DT o Inversa		No Aplica
Ajuste para determinar el tipo de característica de reposición/liberación de las curvas IEEE/US.				
I>1 tREPOSICION	0	0s	100s	0.01s
Ajuste que determina el tiempo de reposición/liberación de la característica de reposición de tiempo definido.				
I>2 Función	DT	Desactivado, DT, CEI Estándar Inversa, CEI Muy Inversa, CEI Extrem Inversa, UK Inversa Tiempo Largo, UK Rectificador, RI, IEEE Moder. Inversa, IEEE Muy Inversa, IEEE Extrem. Inversa, US Inversa, US Inversa Tiempo Corto		
Ajuste de la característica de disparo del segundo umbral del elemento de sobrecorriente.				
I>2 Dirección	Direc a atrás	No direccional, Direc a adelante, Direc a atrás		
Este ajuste determina la dirección de medida para el segundo umbral del elemento.				
I>2 Ajust	0,41 x In	0,08 x In	4,0 x In	0,01 x In
Ajuste de arranque del segundo umbral del elemento de sobrecorriente				
I>2 Temporiz.	0,01	0	100	0.01
Ajuste del temporizador del ajuste de tiempo definido si es seleccionado como segundo umbral del elemento.				
I>2 Repon Caract	DT	DT o Inversa		No Aplica
Ajuste para determinar el tipo de característica de reposición/liberación de las curvas IEEE/US.				
I>2 tREPOSICION	0	0s	100s	0.01s
Ajuste que determina el tiempo de reposición/liberación de la característica de reposición de tiempo definido.				
I>3 Estado	activado	Desactivado o activado		
Ajuste de la característica de disparo del tercer umbral del elemento de sobrecorriente.				
I>3 Dirección	No direccional	No direccional, Direc a adelante, Direc a atrás		
Este ajuste determina la dirección de medida para el tercer umbral del elemento.				
I>3 Ajust	4,65 x In	0,08 x In	32 x In	0,01 x In
Ajuste de arranque del tercer umbral del elemento de sobrecorriente.				



I>3 Temporiz.	0.01	0	100	0.01
Ajuste del temporizador del ajuste de tiempo definido si es seleccionado como segundo umbral del elemento.				
I>4 Estado	Desactivado	Desactivado o activado		
Ajuste de la característica de disparo del cuarto umbral del elemento de sobrecorriente.				
I> Angulo Caract	45°	-95°	+95°	1°
Ajuste del ángulo característico del relé usado por la decisión direccional.				
I> Bloqueo	00001111	Bit 0 = Bloqueos STT I>1, Bit 1 = Bloqueos STT I>2, Bit 2 = Bloqueos STT I>3, Bit 3 = Bloqueos STT I>4, Bit 4 = A/R Bloqueos I>3, Bit 5 = A/R Bloqueos I>4. Los bits 6 y 7 no se utilizan.		
Ajustes que determinan si las señales de la lógica de polo muerto bloquean la mínima frecuencia. Con el bit pertinente fijado en 1, el umbral de mínima frecuencia correspondiente, se inhibe mediante la lógica de polo muerto. Esta lógica genera una salida cuando detecta ya sea un interruptor abierto, vía los contactos auxiliares que alimentan las entradas ópticas del relé, o una combinación de mínima corriente y mínima tensión en cualquiera de las fases. Permite que la protección de mínima frecuencia se reinicialice, cuando el interruptor se abre para cumplir con aplicaciones del TT lado línea o lado barras.				

Tabla C.14 Ajuste de la función de protección de sobrecorriente de fase (50/51/67).

C.2.2. CALIBRACIÓN DE LAS FUNCIONES DE SOBRECORRIENTE DE TIERRA (50N/51N/67N)

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
IN>1 Función	ANSI Moder. Inversa	Desactivado, DT, CEI Estándar Inversa, CEI Muy Inversa, CEI Extrem Inversa, UK Inversa Tiempo Largo, UK Rectificador, RI, IEEE Moder. Inversa, IEEE Muy Inversa, IEEE Extrem. Inversa, US Inversa, US Inversa Tiempo Corto		
Ajuste de la característica de disparo del primer umbral del elemento de sobrecorriente.				
IN>1 Dirección	No direccional	No direccional, Direc a adelante, Direc a atrás		
Este ajuste determina la dirección de medida para el primer umbral del elemento.				
IN>1 Ajust	0,08 x In	0,08 x In	4,0 x In	0,01 x In
Ajuste de arranque del primer umbral del elemento de sobrecorriente				
IN>1 Time Dial	0,05	0.01	100	0.01
Ajuste de la configuración del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento de las curvas IEEE/US IDMT.				
IN>1 k (RI)	-	0.1	10	0.05
Ajuste del multiplicador de tiempo para ajustar el tiempo de funcionamiento para la curva RI.				
IN>1 DT Adicional	0	0	100	0.01
Ajuste para añadir una temporización adicional fija a la característica del tiempo de funcionamiento IDMT.				
IN>1 Repon Caract	DT	DT o Inversa		No Aplica
Ajuste para determinar el tipo de característica de reposición/liberación de las curvas IEEE/US.				
IN>1 tREPOSICION	0	0s	100s	0.01s
Ajuste que determina el tiempo de reposición/liberación de la característica de reposición de tiempo definido.				
IN>2 Función	DT	Desactivado, DT, CEI Estándar Inversa, CEI Muy Inversa, CEI Extrem Inversa, UK Inversa Tiempo Largo, UK Rectificador, RI, IEEE Moder. Inversa, IEEE Muy Inversa, IEEE Extrem. Inversa, US Inversa, US Inversa Tiempo Corto		
Ajuste de la característica de disparo del segundo umbral del elemento de sobrecorriente.				
IN>2 Dirección	Direc a atrás	No direccional, Direc a adelante, Direc a atrás		
Este ajuste determina la dirección de medida para el segundo umbral del elemento.				
IN>2 Ajust	0,10 x In	0,08 x In	4,0 x In	0,01 x In
Ajuste de arranque del segundo umbral del elemento de sobrecorriente				
IN>2 Temporiz.	5	0	100	0.01
Ajuste del temporizador del ajuste de tiempo definido si es seleccionado como segundo umbral del elemento.				
IN>2 Repon Caract	DT	DT o Inversa		No Aplica
Ajuste para determinar el tipo de característica de reposición/liberación de las curvas IEEE/US.				



IN>2 tREPOSICION	0	0s	100s	0.01s
Ajuste que determina el tiempo de reposición/liberación de la característica de reposición de tiempo definido.				
IN>3 Estado	activado	Desactivado o activado		
Ajuste de la característica de disparo del tercer umbral del elemento de sobrecorriente.				
IN>3 Dirección	No direccional	No direccional, Direc a adelante, Direc a atrás		
Este ajuste determina la dirección de medida para el tercer umbral del elemento.				
IN>3 Ajust	3,75 x In	0,08 x In	32 x In	0,01 x In
Ajuste de arranque del tercer umbral del elemento de sobrecorriente				
IN>3 Temporiz.	0.01	0	100	0.01
Ajuste del temporizador del ajuste de tiempo definido si es seleccionado como tercer umbral del elemento.				
IN>4 Estado	Desactivado	Desactivado o activado		
Ajuste de la característica de disparo del cuarto umbral del elemento de sobrecorriente.				
IN> Angulo Caract	-45°	-95°	+95°	1°
Ajuste del ángulo característico del relé usado por la decisión direccional.				
IN> Bloqueo	00001111	Bit 0 = Bloqueos STT IN>1, Bit 1 = Bloqueos STT IN>2, Bit 2 = Bloqueos STT IN>3, Bit 3 = Bloqueos STT IN>4, Bit 4 = A/R Bloqueos I>3, Bit 5 = A/R Bloqueos I>4. Los bits 6 y 7 no se utilizan.		
Ajustes que determinan si las señales de la lógica de polo muerto bloquean la mínima frecuencia. Con el bit pertinente fijado en 1, el umbral de mínima frecuencia correspondiente, se inhibe mediante la lógica de polo muerto. Esta lógica genera una salida cuando detecta ya sea un interruptor abierto, vía los contactos auxiliares que alimentan las entradas ópticas del relé, o una combinación de mínima corriente y mínima tensión en cualquiera de las fases. Permite que la protección de mínima frecuencia se reinicialice, cuando el interruptor se abre para cumplir con aplicaciones del TT lado línea o lado barras.				

Tabla C.15 Ajuste de la función de protección de sobrecorriente a tierra (50N/51N/67N).

C.2.3. CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN (27) PROTECCIÓN DE MÍNIMA TENSIÓN

Con los cálculos obtenidos se ajusta la protección de baja tensión (27) tal como se muestra a continuación.

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
VOLT PROTECCION GRUPO 1				
MÍNIMA TENSIÓN				
V<Modo medida	Fase-Fase	Fase-Fase, Fase-Neutro		
Fija la tensión de entrada medida, fase-fase o fase-neutro, que se utilizará para los elementos de mínima tensión.				
V<Modo funcnm	Cualquier fase	Cualquier fase, Trifásico		
Ajuste que determina si una fase, o las tres fases, deben cumplir con los criterios de mínima tensión, antes de tomarse una decisión.				
V<1 Función	DT	Desactivado, DT, IDMT		
Característica de disparo del primer umbral de la función de mínima tensión.				
V<1 Ajuste	97 V	10 V (Vn=100 /120V)	120 V (Vn=100/120V)	1 V (Vn=100/120V)
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima tensión.				
V<1 Temporiz.	2 s	0	100	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral de tiempo definido del elemento de mínima tensión.				
V<1 Inh pol mrto	Activado	Activado, Desactivado		
Si el ajuste está activado, el umbral correspondiente será inhibido por la lógica de polo muerto. Esta lógica genera una salida cuando detecta ya sea un interruptor abierto, vía los contactos auxiliares que alimentan las entradas ópticas del relé, o una combinación de mínima corriente y mínima tensión en cualquiera de las fases. Permite que la protección de mínima tensión se reponga, cuando el interruptor se abre para cumplir con las aplicaciones del TP del lado de línea o de barras.				
V<2 Estado	Activado	Activado, Desactivado		
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de mínima tensión.				



V<2 Ajuste	88 V	10 V (Vn=100 /120V)	120 V (Vn=100/120V)	1 V (Vn=100/120V)
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de mínima tensión.				
V<2 Temporiz.	0,16 s	0	100	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de mínima tensión de tiempo definido.				
V<2 Inh pol mrto	Activado	Activado, Desactivado		
Si el ajuste está activado, el umbral correspondiente será inhibido por la lógica de polo muerto. Esta lógica genera una salida cuando detecta ya sea un interruptor abierto, vía los contactos auxiliares que alimentan las entradas ópticas del relé, o una combinación de mínima corriente y mínima tensión en cualquiera de las fases. Permite que la protección de mínima tensión se reponga, cuando el interruptor se abre para cumplir con las aplicaciones del TT del lado de línea o de barras.				

Tabla C.16 Ajuste de la función de protección de baja tensión (27).

C.2.4. CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN (59) PROTECCIÓN DE SOBRETENSIÓN

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
VOLT PROTECCION GRUPO 1 SOBRETENSIÓN				
V>Modo medida	Fase-Fase	Fase-Fase, Fase-Neutro		
Fija la tensión de entrada medida, fase-fase o fase-neutro, que se utilizará para los elementos de sobretensión.				
V>Modo funcnm	Cualquier fase	Cualquier fase, Trifásico		
Ajuste que determina si una fase, o las tres fases, deben cumplir con los criterios de sobretensión, antes de tomarse una decisión.				
V>1 Función	DT	Desactivado, DT, IDMT		
Ajuste de la característica de disparo del primer umbral del elemento de sobretensión.				
V>1 Ajuste	121 V	60 V (Vn=100 /120V)	185 V (Vn=100/120V)	1 V (Vn=100/120V)
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de sobretensión.				
V>1 Temporiz.	2 s	0	100	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de sobretensión de tiempo definido.				
V>2 Estado	Activado	Activado, Desactivado		
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de sobretensión.				
V>2 Ajuste	132 V	60 V (Vn=100 /120V)	185 V (Vn=100/120V)	1 V (Vn=100/120V)
Ajuste del arranque del segundo umbral del elemento de sobretensión.				
V>2 Temporiz.	0,16 s	0	100	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del segundo umbral del elemento de sobretensión de tiempo definido.				

Tabla C.17 Ajuste de la función de protección de sobretensión (59).

C.2.5. CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN (81) PROTECCIÓN DE FRECUENCIA ANORMAL

El ajuste del relé para la función de protección de baja frecuencia queda establecido según la tabla a continuación:

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
PROT FRECUENCIA GRUPO 1				
MÍNIMA FRECUENCIA				
F<1 Estado	Activado	Activado o Desactivado		
Activa o desactiva el primer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<1 Ajuste	59,3 Hz	45 Hz	65 Hz	0,01 Hz
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de mínima frecuencia.				
F<1 Temporiz	0,16 s	0 s	100 s	0,01 s



Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de mínima frecuencia de tiempo definido.		
F<2 Estado	Desactivado	Activado o Desactivado
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de mínima frecuencia.		
F< Vincular func	0111	Bit 0 = Pol Mrt Bloq F<1 Bit 1 = Pol Mrt Bloq F<2 Bit 2 = Pol Mrt Bloq F<3 Bit 3 = Pol Mrt Bloq F<4
Ajustes que determinan si las señales de la lógica de polo muerto bloquean la mínima frecuencia. Con el bit pertinente fijado en 1, el umbral de mínima frecuencia correspondiente, se inhibe mediante la lógica de polo muerto. Esta lógica genera una salida cuando detecta ya sea un interruptor abierto, vía los contactos auxiliares que alimentan las entradas ópticas del relé, o una combinación de mínima corriente y mínima tensión en cualquiera de las fases. Permite que la protección de mínima frecuencia se reinicialice, cuando el interruptor se abre para cumplir con aplicaciones del TT lado línea o lado barras.		

Tabla C.18 Ajuste de la función de protección de baja frecuencia (81U).

El ajuste de la función de protección de sobre frecuencia queda establecida según la siguiente tabla.

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
PROT FRECUENCIA GRUPO 1				
SOBREFRECUENCIA				
F>1 Estado	Activado	Activado o Desactivado		
Activa o desactiva el primer umbral del elemento de sobrefrecuencia.				
F>1 Ajuste	60,5 Hz	45 Hz	68 Hz	0,01 Hz
Ajuste del arranque del primer umbral del elemento de sobrefrecuencia.				
F>1 Temporiz	0,16 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del primer umbral del elemento de sobrefrecuencia.				
F>2 Estado	Desactivado	Activado o Desactivado		
Activa o desactiva el segundo umbral del elemento de sobrefrecuencia.				

Tabla C.19 Ajuste de la función de protección de sobre frecuencia (81O).

C.2.6. CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN (BW) CONDUCTOR ROTO

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
Conductor roto	Activado	Activado o Desactivado		
Activa o desactiva la función conductor roto.				
I2 / I1	0,2	0,2	1	0,01
Ajuste para determinar el nivel de arranque de la relación entre la corriente de secuencia inversa e corriente de secuencia directa.				
I2/I1 Temporiz	60 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de la función.				

Tabla C.20 Ajuste de la función de protección de conductor roto (BW).

C.2.7. CALIBRACIÓN DE LA FUNCIÓN (47) SOBRETENSIÓN DE SECUENCIA INVERSA

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
SOBREV SEC NEG GRUPO 1				
V2> Estado	Activado	Activado o Desactivado		
Ajuste para activar o desactivar el elemento de sobretensión de secuencia inversa de tiempo definido.				
V2> Ajuste	16 V	1 V (Vn=110V)	110 V (Vn=110 V)	1 V (Vn=110V)
Ajuste de arranque del elemento de sobretensión de secuencia inversa.				
V2> Temporiz	5 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la temporización de funcionamiento del umbral de tiempo definido del elemento.				

Tabla C.21 Ajuste de la función de protección de sobretensión de secuencia negativa (47).



C.2.8. CALIBRACIÓN DE FUNCIÓN (50BF) FALLO DEL INTERRUPTOR Y MÍNIMA CORRIENTE (37)

En la siguiente tabla se resumen los ajustes para la protección de falla de interruptor de la línea.

Texto Menú	Ajuste	Rango de Ajuste		Medida del Paso
		Mín	Máx	
FALLO INT Y I< GRUPO 1				
FALLO INTERRUPT				
FalloInt 1 Estad	Activado	Activado o Desactivado		
Ajuste para activar o desactivar la primera etapa de la función de fallo interruptor.				
FalloInt 1 Tempo	0,19 s	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la etapa 1 del temporizador de fallo interruptor para la cual la condición de inicio debe ser válida.				
FalloInt 2 Estad	Desactivado	Activado o Desactivado		
Ajuste para activar o desactivar la segunda etapa de la función de fallo interruptor.				
FalloInt 2 Tempo	-	0 s	100 s	0,01 s
Ajuste de la etapa 2 del temporizador de fallo interruptor para la cual la condición de inicio debe ser válida.				
Repo Prot Tens	Int abierto y I<	I< Únicamente, Int abierto y I<, Reinic Prot & I<		
Ajuste que determina los elementos que han de reponer el tiempo de fallo interruptor, para las condiciones de fallo interruptor iniciadas por la función de protección de tensión.				
Repo Prot Ext	Int abierto y I<	I< Únicamente, Int abierto y I<, Reinic Prot & I<		
Ajuste que determina los elementos que han de reponer el tiempo de fallo interruptor, para las condiciones de fallo interruptor iniciadas por la función de protección externa.				
MÍNIMA	Subencabezado			
I< Ajust Intensi	0,15 In	0.02 In	3.2 In	0.01 In
Ajuste que determina la corriente de reposición del temporizador de fallo interruptor, para la iniciación de fallo interruptor de la protección basada en sobrecorriente.				
IN<Ajust Intensi	-	0.02 In	3.2 In	0.01 In
Ajuste que determina la corriente de reposición del temporizador de fallo interruptor, para la iniciación de fallo interruptor de la protección basada en la corriente de falta a tierra.				
ISEF< Intensidad	-	0,001 In	0,8 In	0,0005 In
Ajuste que determina la corriente de reposición del temporizador de fallo interruptor, para la iniciación de fallo interruptor basada en corriente de falta a tierra sensible.				
O/C BLOQUEADA	Subencabezado			
Quitar Arranq I>	Desactivado	Activado o Desactivado		
El ajuste se usa para eliminar los arranques emitidos respectivamente por los elementos de sobrecorriente, luego de transcurrir el intervalo de fallo interruptor. El arranque se elimina cuando la celda se ajusta en Activado.				
Quitar Arran IN>	Desactivado	Activado o Desactivado		
Este ajuste se usa para eliminar los arranques emitidos desde los elementos de tierra, luego de transcurrir el intervalo de fallo interruptor. El arranque se elimina cuando la celda se ajusta en Activado.				

Tabla C.22 Ajuste de la función de protección fallo de interruptor (50BF).